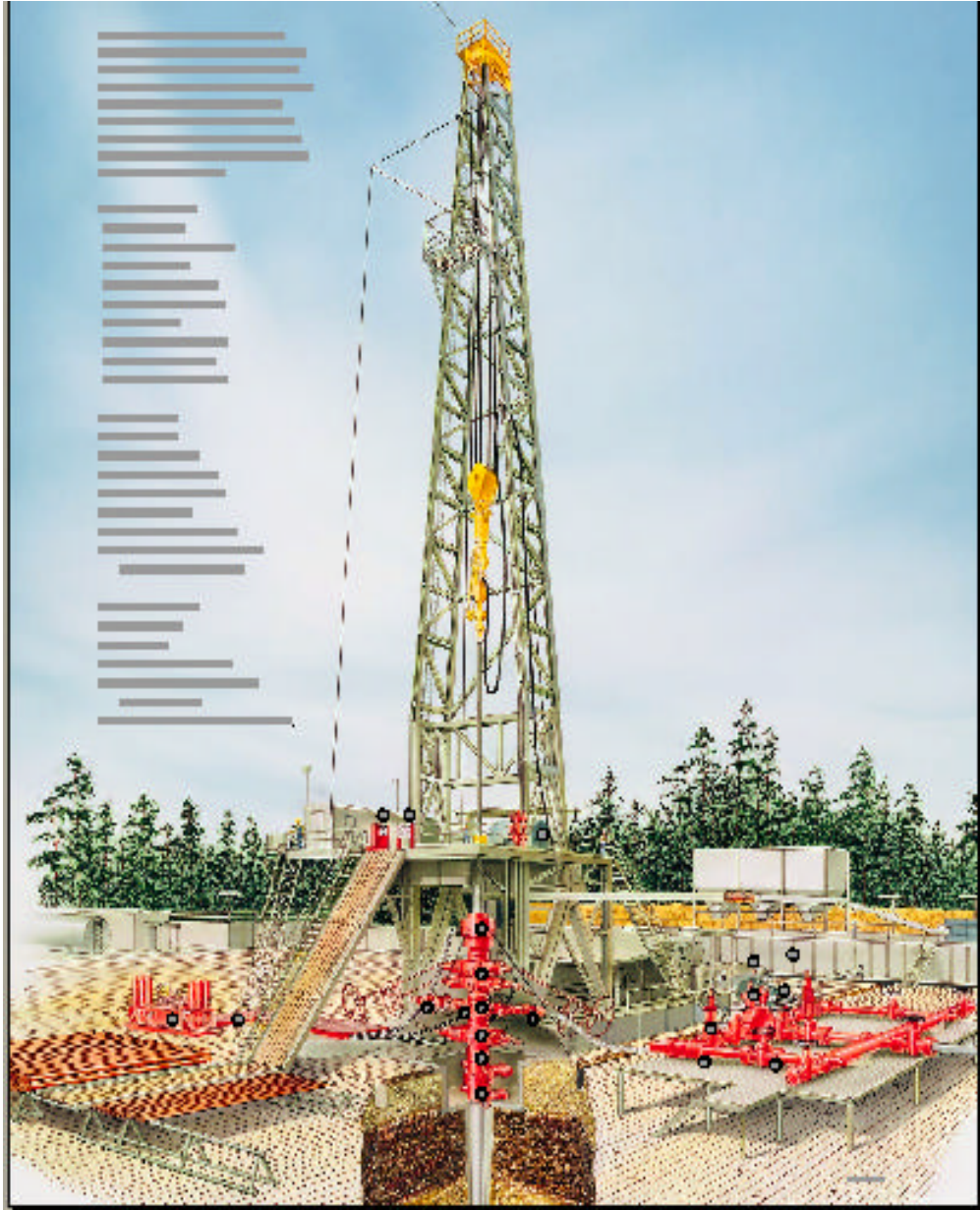


MANUAL DE PERFORACION



**MANUAL PARA AYUDANTE DE PERFORADOR (CABO), PERFORADOR Y
MALACATERO**

CAPITULO 1

MATEMÁTICAS BASICAS Y PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE FÍSICA

- 1.1 Unidades prácticas de campo
- 1.2 Factores de conversión
- 1.3 Formulario
- 1.4 Áreas
- 1.5 Principio de Arquímedes
- 1.6 Volúmenes
- 1.7 Presiones

CAPITULO 2

YACIMIENTOS Y GRADIENTES DE PRESION

- 2.1 Origen y clasificación de las rocas
- 2.2 Interpretación de la columna estratigráfica de los programas de perforación
- 2.3 Clasificación de los yacimientos
- 2.4 Características de un yacimiento
- 2.5 Conceptos de presiones: hidrostáticas, de formación, de fractura y sobrecarga
- 2.6 Exponente "d" y "dc"
- 2.7 Gradientes de presión de fractura y máxima presión permisible en superficie
- 2.8 Presión reducida de bombeo
- 2.9 Presiones normales, anormales y subnormales
- 2.10 Determinación de profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento

CAPITULO 3

INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE EQUIPO

- 3.1 Tipos, características y componentes de los equipos de PEMEX
- 3.2 Partes principales de un mástil
- 3.3 Medidas e interpretación del diagrama de instalación de un equipo
- 3.4 Secuencia sistemática de la instalación y el desmantelamiento de un equipo
- 3.5 Procedimiento para izar y abatir un mástil

CAPITULO 4

HERRAMIENTAS Y EQUIPO EN PISO DE TRABAJO

- 4.1 Características y manejo de las llaves de fuerza manuales e hidráulicas
- 4.2 Tipos y manejos de las cuñas manuales y automatitas
- 4.3 Uso y manejo de las válvulas de seguridad
- 4.4 Cuñas y llaves para las tuberías de revestimiento
- 4.5 Medidas de seguridad en el piso de trabajo
- 4.6 Clasificación de las grasas para tuberías

CAPITULO 5

CABLE DE PERFORACIÓN

- 5.1 Características del cable de perforación
- 5.2 Puntos críticos

- 5.3 Significado de las toneladas kilómetro
- 5.4 Razones por las cuales se desliza y se corta un cable
- 5.5 Cuidados y problemas más comunes del cable
- 5.6 Carga máxima de acuerdo al número de líneas
- 5.7 Tipos de anclas
- 5.8 Procedimientos y operación para guarnir, deslizar y cortar cable

CAPITULO 6

SISTEMA DE CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL

- 6.1 Tipos, clasificaciones API y operaciones de preventores
- 6.2 Aplicación de las recomendaciones de API e internas de PEMEX en la Instalación y mantenimiento de las C.S.C.
- 6.3 Operación de la unidad acumuladora para la operación de preventores
- 6.4 Partes y operación del múltiple de estrangulación y estrangulador variable manual e hidráulico
- 6.5 Cabezales de T.R, carretes de T.R, carretes T.P, sellos secundarios
- 6.6 Análisis y solución de problemas más comunes de campo
- 6.7 Pruebas hidráulicas de la C.S.C.
- 6.8 Instalación y operación de un desviador de flujo (diverter)

CAPITULO 7

SARTA DE PERFORACIÓN

- 7.1 Características y manejo de la tubería de perforación y producción (grados, roscas, etc.)
- 7.2 Características y manejo de la tubería pesada (H.W.) y lastrabarrenas
- 7.3 Medidas de seguridad en el manejo de las herramientas tubulares
- 7.4 Peso de la sarta de perforación, determinación del punto neutro y margen para jalar
- 7.5 Determinación de la longitud de herramienta para perforar
- 7.6 Procedimiento para armar herramienta
- 7.7 Elementos que integran un aparejo de producción
- 7.8 Accesorios y empacadores para terminación
- 7.9 Análisis de problemas más comunes en el campo y sus medidas preventivas

CAPITULO 8

FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN

- 8.1 Propiedades y funciones del fluido de perforación
- 8.2 Fluido base agua, base aceite, emulsiones inversas y directas, espumas
- 8.3 Interpretación del análisis del fluido de control
- 8.4 Contaminación de un fluido de perforación y su control y su mantenimiento
- 8.5 Fluidos de terminación y fluidos empacantes
- 8.6 Fluidos sintéticos, fluidos formiatos y de baja densidad
- 8.7 Sistemas de control de sólidos
- 8.8 Manejo y control de los recortes de perforación
- 8.9 Medidas preventivas para evitar un impacto al medio ambiente

CAPITULO 9

HIDRÁULICA BASICA

- 9.1 Cálculo del gasto de las bombas de lodo
- 9.2 Cálculo del tiempo de atraso y de un ciclo de fluido de perforación
- 9.3 Concepto de velocidad anular
- 9.4 Criterios de hidráulica (gastos adecuados para perforar)
- 9.5 Caída de presión por fricción en un sistema de circulación
- 9.6 Densidad equivalente de circulación
- 9.7 Múltiples de válvulas, tubo vertical, unión giratoria, manguera de 55 pies y de unión rápida
- 9.8 Análisis de problemas mas frecuentes en los sistemas circulatorios

CAPITULO 10

BARRENAS

- 10.1 Clasificación de barrenas
- 10.2 Condición de operación de barrenas tricónicas y PDC
- 10.3 Parámetros a considerar para sacar una barrena
- 10.4 Análisis de problemas más comunes en el campo

CAPITULO 11

TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

- 11.1 Propiedades y características de la T.R.
- 11.2 Definición de medio amargo
- 11.3 Peso de la sarta de T.R. y accesorios
- 11.4 Recepción de la T.R en pozo
- 11.5 Factores que se consideran en el diseño de la T.R.
- 11.6 Colgador y soltador para TR (liner)
- 11.7 Problemas más comunes en campo y como prevenirlos

CAPITULO 12

CEMENTACIONES

- 12.1 Preparación para una cimentación (check list)
- 12.2 Cálculo de una cementación superficial
- 12.3 Procedimiento para la cementación de una T.R. y de una T.R. corta (liner)
- 12.4 Volumen y tiempo para desplazar un tapón
- 12.5 Problemas mas frecuentes y como prevenirlos

CAPITULO 13

PEGADURAS DE TUBERÍAS

- 13.1 Tipos y causas de las pegaduras
- 13.2 Como identificar y soluciones para cada causa

- 13.3 Detección de punto libre
- 13.4 Cálculo de baches para pegaduras por presión diferencial
- 13.5 Procedimiento para String-Shot
- 13.6 Herramientas de pesca
- 13.7 Análisis de problemas más comunes y soluciones

CAPITULO 14

PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y BAJO BALANCE

- 14.1 Conceptos de perforación direccional
- 14.2 Procedimientos de perforación direccional
- 14.3 Equipo y herramientas utilizadas
- 14.4 Conceptos de perforación bajo balance
- 14.5 Procedimientos de perforación bajo balance
- 14.6 Equipo y herramientas utilizadas

CAPÍTULO 15

TERMINACIONES

- 15.1 Tipos de terminaciones
- 15.2 Tipos y usos de empacadores
- 15.3 Manejo y ajuste de la tubería de producción
- 15.4 Clasificación de las intervenciones
- 15.5 Accesorio del aparejo de producción
- 15.6 Lavado del pozo
- 15.7 Disparos de producción
- 15.8 Cambio de preventores por medio árbol y viceversa

CAPITULO 16

CONOCIMIENTO BASICO DE MANTENIMIENTO ELECTRICO-MECANICO

- 16.1 Arranque inicial de un equipo de perforación CA/CD (ROSS HILL)
- 16.2 Características y operaciones de sistemas de frenos (disco, bandas electromagnéticas, etc.)
- 16.3 Características principales de los malacates

IMPORTANCIA DEL TRABAJO EN EQUIPO (TAREAS GENERALES DE TRIPULACION POR PUESTO)

El logro de perforar y terminar un pozo con éxito se debe en gran parte al esfuerzo y el trabajo en **“equipo”** de cada uno de los integrantes de la tripulación terrestre de Perforación y Mantenimiento de pozos. Así pues, podemos establecer que todo equipo tiene un objetivo y una misión que cumplir (ver 1.3.) y su éxito ó su fracaso dependerán del grado de compromiso, capacidad y entrega que tenga cada persona,

Es fundamental para todos los integrantes del equipo comprender perfectamente los objetivos por lograr y las tareas que tiene que desarrollar. Por lo que a continuación mencionaremos las metas y funciones generales de la tripulación por puesto.

INSPECTOR TECNICO EN PERFORACION.

Es el elemento de la tripulación responsable de las instalaciones, el personal, operaciones, materiales y el entorno ecológico; también de promover continuamente el trabajo en equipo, la planeación y dirección, así, como darle cumplimiento al programa operativo en forma calendarizada y optimizada, interactuando con sus superiores para el cumplimiento oportuno con seguridad y eficiencia.

Metas:

- Dar cumplimiento al programa operativo de perforación en forma optimizada y de acuerdo a los procedimientos operativos establecidos.
- Involucrar al personal en las responsabilidades de cumplir las normatividades establecidas.
- Establecer un equipo consolidado con la cuadrilla.
- Implementar plan de seguridad y protección al medio ambiente.
- Llevar el control estadístico de toda la documentación y recursos auditables.

FUNCIONES.

Supervisar:

- Los requerimientos de la localización de acuerdo a las necesidades del equipo, así como el camino de acceso.
- La logística del movimiento del equipo.
- Las instalaciones del equipo.
- Las distintas etapas de la perforación.
- El desmantelamiento del equipo en general.
- Restauración de la localización y recuperación de las condiciones naturales del ecosistema.
- Que el personal utilice en todas las actividades del equipo protección personal.
- Que las operaciones se realicen sin accidentes mecánicos, operativos, humanos y ambientales.

PERFORADOR Y ENCARGADO DE EQUIPO.

Es el elemento principal de la tripulación con la responsabilidad directa del desarrollo y aplicación de los programas de trabajo y el personal.

Metas:

- Dar cumplimiento al programa operativo de perforación en forma optimizada y de acuerdo a los procedimientos operativos establecidos.
- Involucrar al personal en la responsabilidad de cumplir las normatividades establecidas.
- Establecer un equipo consolidado con la cuadrilla.
- Verificar que el personal realice las tareas de perforación con oportunidad, eficiencia y seguridad de acuerdo a las normativas ecológicas y operativas vigentes.
- Verificar que el personal bajo su mando utilice el equipo personal de protección durante todo el tiempo de ejecución de las tareas hasta su conclusión.
- Mantener el control de la dinámica grupal para el logro de los objetivos planeados.
- Estimular la autoestima y motivación para el crecimiento de la cuadrilla.

FUNCIONES.

Supervisar:

- La logística del movimiento de equipo.
- La instalación del equipo.
- Las distintas etapas de la perforación.
- El desmantelamiento del equipo en general.
- Restauración de la localización y recuperación de las condiciones naturales del ecosistema.
- Que el personal utilice en todas las actividades el equipo de protección personal.
- Que las operaciones se realicen sin accidentes mecánicos, operativos humanos y ambientales, de acuerdo a los procedimientos.

Dirigir:

- El procedimiento de cierre de pozo por manifestación de un brote.

AYUDANTE DE PERFORACION ROTARIA (CABO)

Es el elemento de la tripulación autorizado para cubrir ausencias cortas del perforador. Es el supervisor de los trabajos a realizarse en el equipo y es el responsable de los movimientos de válvulas en los cabezales, conjunto de preventores, "manifold" (manifl) de bombas,"stand pipe" y árboles de estrangulación.

Metas:

- Dar continuidad a las instrucciones generadas por el perforador de manera eficaz y eficiente.
- Supervisar las condiciones óptimas del equipo y herramientas de trabajo para el buen desempeño de las operaciones.
- Promover el orden y la limpieza en el equipo.

FUNCIONES.

- Auxiliar al perforador en las distintas actividades.

- Supervisar:
- El cumplimiento de los procedimientos operativos establecidos.
- La instalación del equipo.
- Las distintas etapas de la perforación.
- El desmantelamiento del equipo en general.
- La restauración de la localización y recuperación de las condiciones naturales del ecosistema.
- Dar respuesta inmediata al procedimiento de control de brotes.

AYUDANTE DE PERFORACION (CHANGO) ROTARIA

Es el elemento de la tripulación encargado de realizar las maniobras en altura; tiene la capacidad suficiente para actuar como responsable del área de las bombas de lodos, las presas de trabajo y el control del fluido.

Metas:

- Realizar con eficiencia y seguridad las maniobras en viajes de tuberías y trabajos de altura en general.
- Vigilar las propiedades correctas del lodo de perforación y del equipo superficial de control de sólidos.
- Detectar los brotes a través de la interpretación oportuna de los indicadores.

Funciones:

- Ejecutar maniobras en altura con eficiencia y seguridad.
- Verificar las correctas propiedades del lodo según programa.
- Verificar el buen funcionamiento y mantenimiento de las bombas de lodo.
- Detectar oportunamente alguna manifestación de brote ó pérdida de circulación.
- Participar en la instalación del equipo.
- Participar en las distintas etapas de la perforación.
- Participar en el desmantelamiento del equipo en general.
- Participar en la restauración de la localización y recuperación de las condiciones naturales del ecosistema.

AYUDANTE DE PERFORACION PISO ROTARIA

Es el elemento de la tripulación encargado de la ejecución de los trabajos a realizarse en forma planeada y estratégicamente aceptada en lo referente a las acciones y manualidades en el piso rotaria y el equipo en general.

Metas:

- Calibrar, manejar y conectar tramos de tubería y herramientas especiales en el piso de perforación.
- Auxiliar al resto del equipo en tareas específicas con eficiencia y eficacia.
- Participar en el procedimiento de cierre de pozo por manifestación de un brote.

FUNCIONES:

- Realizar con destreza y habilidad los diversos trabajos en el piso de perforación.
- Mantener en buenas condiciones las herramientas manuales.
- Conservar el orden y la limpieza en el equipo de perforación.
- Participar en la instalación del equipo.
- Participar en el desmantelamiento del equipo.
- Participar en la restauración de la localización y recuperación de las condiciones naturales del ecosistema.

CAPITULO 1

MATEMÁTICAS BASICAS Y PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE FÍSICA

1.1 UNIDADES PRACTICAS DE CAMPO (SMD, SI)

UNIDADES BASICAS SI		
Cantidad fundamental	Unidad básica	Símbolo
Longitud	Metro	m
Masa	Kilogramo	kg
Tiempo	Segundos	seg
Energía eléctrica	Ampere	A
Temperatura	Kelvin	K
Intensidad luminosa	Candela	cd
Cantidad de sustancia	mol	mol

Unidades derivadas para cantidades		
Físicas comunes		
Cantidad	Unidad derivada	Símbolo
Área	Metro cuadrado	m ²
Volumen	Metro cúbico	m ³
Densidad de		
Masa(densidad)	Kilogramo por metro cúbico	kg/m ³
Velocidad	Metro por segundo	m/seg
Velocidad	Metro por segundo cuadrado	rad/seg
Angular	Radian por segundo cuadrado	m/seg ²
aceleración	Metro por segundo cuadrado	rad/seg ²
Aceleración angular	Radian por segundo cuadrado	n(kg-m/seg)
Fuerza	Newton kilogramo peso	kg/cm ²
Presión	Kilogramo por centímetro cuadrado	m ² /seg
Viscosidad		N-seg/m ²
Dinámica		
Trabajo Energía cantidad de calor	Joule	J (N-m) (kg-m)

1.2 FACTORES DE CONVERSIONES

UNIDADES DE LONGITUD

Sistema Métrico Decimal			Sistema Ingles	
UNIDADES DE LONGITUD				
De pies	a	m.	Multiplique por	0.3048
De pies	a	cm.	Multiplique por	30.48
De pies	a	mm.	Multiplique por	304.8
De pies	a	pg.	Multiplique por	12
De pulg.	a	m.	Multiplique por	0.0254
De pulg.	a	cm.	Multiplique por	2.54
De pulg.	a	mm.	Multiplique por	25.4
De pulg.	a	pies.	Multiplique por	0.0833
De m.	a	pies.	Multiplique por	3.28
De m.	a	pg.	Multiplique por	39.37
De cm.	a	pies.	Multiplique por	0.0328
De cm.	a	pg.	Multiplique por	0.3937
De mm.	a	pg.	Multiplique por	0.03937
De milla	a	km.	Multiplique por	1.609
De Ångstrom	a	cm.	Multiplique por	0.00000001
De 64avos.	a	mm.	Multiplique por	0.4

UNIDADES DE SUPERFICIE

De pies ²	a	pg ²	Multiplique por	144
De pies ²	a	cm ²	Multiplique por	929.03
De pies ²	a	m ²	Multiplique por	0.0929
De pg ²	a	pies ²	Multiplique por	0.0069
De pg ²	a	cm ²	Multiplique por	6.4516
De pg ²	a	m ²	Multiplique por	0.000645
De cm ²	a	pg ²	Multiplique por	0.155
De cm ²	a	pies ²	Multiplique por	0.001076
De m ²	a	pg ²	Multiplique por	1550.3
De m ²	a	pies ²	Multiplique por	10.76
De m ²	a	cm ²	Multiplique por	10,000

UNIDADES DE PESOS O FUERZAS

De lb	a	gr	Multiplique por	453
De lb	a	kg	Multiplique por	0.453
De lb	a	ton	Multiplique por	0.000453
De lb	a	Newton (nw)	Multiplique por	4.448
De kg	a	lb	Multiplique por	2.205
De lb/pie	a	kg/m	Multiplique por	1.49
De kg	a	Newton	Multiplique por	9.807
De gr	a	lbs	Multiplique por	0.0022
De ton (métrica)	a	lb	Multiplique por	2205
De ton (larga)	a	lb	Multiplique por	2240
De ton (corta o neta)	a	lb	Multiplique por	2000
De ton (corta o neta)	a		Multiplique por	0.907
ton (métrica)				
De ton (métrica)	a	kg	Multiplique por	1000

UNIDADES DE DENSIDADES

De gr/cm ³	a	lb/pies ³	Multiplique por	62.5
De gr/cm ³	a	lb/gal	Multiplique por	8.33
De kg/m ³	a	gr/cm ³	Multiplique por	0.001
De lb/pies ³	a	gr/cm ³	Multiplique por	0.0160
De lbs/gal	a	gr/cm ³	Multiplique por	0.12
De lbs/gal	a	lbs/pie ³	Multiplique por	7.51
De lb/pie ³	a	lb/gal	Multiplique por	0.133
De lb/pg	a	gr/cm	Multiplique por	2768
De lbs/pie ³	a	kg/m ³	Multiplique por	16.02

UNIDADES DE PRESIÓN

De lb/pg ² (psi.)	a	kg./cm ²	Multiplique por	0.703
De kg/cm ²	a	lb/pulg ²	Multiplique por	14.2
De aim	a	lb/pulg ²	Multiplique por	14.7
De aim	a	mmhg	Multiplique por	760
De aim	a	pg. hg.	Multiplique por	29.92
De aim	a	pie H ² O	Multiplique por	33.94
De aim	a	kg/cm ²	Multiplique por	1.034

UNIDADES DE POTENCIA

De H.P.(caballos de fuerza) a kilowatts	Multiplique por	0.7457
De CV. Caballos de vapor) a kg./seg.	Multiplique por	75
De H.P a kg/seg.	Multiplique por	76
De H.P .a C.V.	Multiplique por	1.0139
De H.P a lb pie/seg.	Multiplique por	550
De kilowatt a watts	Multiplique por	1000
De lbs. Pie/seg. a watts	Multiplique por	1.356

UNIDADES DE GASTO

De bl/hr a pies ³ /min.	Multiplique por	0.0936
De bl/hr a gal/min.	Multiplique por	0.7
De bl/dia a gal/min.	Multiplique por	0.02917
De bl/min. a lt/min.	Multiplique por	159
De pies ³ /min a gal/min.	Multiplique por	7.481
De gal/min a lt/min.	Multiplique por	3.7854

UNIDADES DE VOLUMEN

De litros	a pg^3	Multiplique por	61.02
De litros	a gal.	Multiplique por	0.2642
De litros	a pies^3	Multiplique por	0.03531
De litros	a gal.	Multiplique por	0.2642
De pg^3	a cm^3	Multiplique por	16.39
De pg^3	a m^3	Multiplique por	0.0000163
De bl	a gal.	Multiplique por	42
De bl	a lt.	Multiplique por	159
De bl	a m^3	Multiplique por	0.159
De bl	a pies^3	Multiplique por	5.6
De gal	a lt.	Multiplique por	3.785
De gal	a m^3	Multiplique por	0.003785
De gal	a bl.	Multiplique por	0.0238
De gal	a cm^3	Multiplique por	3785
De gal	a pies^3	Multiplique por	0.133
De m^3	a lt.	Multiplique por	1000
De m^3	a cm^3	Multiplique por	1000,000
De m^3	a ml.	Multiplique por	1000,000
De m^3	a pies^3	Multiplique por	35.31
De m^3	a bl.	Multiplique por	6.28
De m^3	a gal.	Multiplique por	264.2
De pies^3	a m^3	Multiplique por	0.0283
De pies^3	a lt.	Multiplique por	28.3
De pies^3	a bl.	Multiplique por	0.178
De pies^3	a cm^3	Multiplique por	28316.84
De pies^3	a gal.	Multiplique por	7.51
De cm^3	a pies^3	Multiplique por	0.0000351
De cm^3	a gal.	Multiplique por	0.0002642

1.3 FORMULARIO

1. FORMULA PARA DETERMINAR LA PRESIÓN HIDROSTÁTICA.

La presión hidrostática que ejerce el peso de una columna de fluido de una determinada profundidad.

$$Ph = \frac{D \times P}{10}$$

Donde:

Ph = Presión hidrostática, en kg/cm²

D = Densidad del fluido de perforación, en gr/cm³

P = profundidad de la columna de fluido, en m.

2.-FORMULA PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE ACERO.

Al sacar y meter la sarta de perforación es necesario saber el volumen de fluido que baja y aumento en las presas para detectar alguna perdida de circulación o entrada de fluido al pozo, conociendo el volumen de acero o para otros cálculos.

$$Va = \frac{Ps}{7.85}$$

Donde:

Va = Volumen de Acero en m³ o lt.

Ps = peso de la sarta en el aire, en Ton. o kg.

3. FORMULA PARA DETERMINAR VELOCIDAD ANULAR.

La velocidad anular es la velocidad con que viaja el fluido a la superficie.

$$Va = \frac{24.5 \times Q}{D^2 - d^2} = \text{pies/min.}$$

Donde:

Va = Velocidad anular en pies/min.

Q = gasto de la bomba en, gal/min.

D = Diámetro del agujero, en pg.

d = diámetro de la T.P., en pg.

Ejemplo:

T.P. – 4 ½"
Agujero – 9 ½"
Gasto 350 gal/min.

$$V_a = \frac{24.5 \times 350}{9.5^2 - 4.5^2}$$

$$V_a = \frac{8578.5}{90.25 - 20.25}$$

$$V_a = \frac{8578.5}{70}$$

$V_a = 125.5$ pies/min.

$V_a = 350$ gal/min. $\times 0.357$ (utilizando el factor de la tabla 1)

$V_a = 124.9$ pies/min.

4.- FORMULA PARA DETERMINAR GASTOS DE UNA BOMBA DUPLEX Y TRIPLEX.

$$Q_d = \frac{(2 \times D^2 - d^2) \times L}{148}, \quad Q_t = \frac{D^2 \times L}{98}$$

Donde:

Q_d = Gasto de una bomba duplex, en gal/min.

D = Diámetro de la camisa, en pg.

d = diámetro del vástago, en pg.

L = Longitud de la carrera, en pg.

Q_t = Gasto de una bomba Triplex, en gal/min.

Ejemplo:

Bomba duplex
 Camisa – 6 1/4”
 Vástago – 3 3/8”
 Carrera – 16”
 56 emb/min.
 90 % eficiencia volumétrica

$$Qd = \frac{(2 \times 6.25^2 - 3.375^2) \times 16}{148}$$

$$Qd = \frac{(2 \times 39.0625 - 11.3906) \times 16}{148}$$

$$Qd = \frac{(78.125 - 11.3906) \times 16}{148}$$

$$Qd = \frac{66.7344 \times 16}{148}$$

$$Qd = \frac{1067.75}{148}$$

Qd = 7.21 gal/emb, al 100 % de ef. vol.
 7.21 gal/emb. x 0.90 = 6.489 gal/emb. Al 90% de ef. vol.
 6.489 gal/emb x 55 emb/min. = 356.89 gal/min. o 357 gal/min.

5. FORMULA PARA DETERMINAR CAPACIDAD EN LA TUBERÍA, AGUJEROS Y ESPACIO ANULAR.

$$V = \frac{Di^2}{2} \quad Va = \frac{D^2 - d^2}{2}$$

Donde:

V = Capacidad en tubería o agujero, en lt/m.

Df = diámetro interior del tubo o agujero sin tubería, en pg.

Va = capacidad anular, en lt/m.

D = Diámetro del agujero, en pg.

d = Diámetro del tubo, en pg.

6. FORMULA PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE BARITA PARA DENSIFICAR EL FLUIDO DE PERFORACIÓN (FORMULA Y MÉTODO PRÁCTICO).

$$Pa = \frac{Df - Do}{1 - \frac{Do}{Da}} \times V$$

Donde:

Pa = Peso del material agregado, en kg.

Df = Densidad final, en gr/cm³

Do = Densidad original, en gr/cm³

Da = Densidad del material densificante (barita), en gr/cm³

V = Volumen del fluido de perforación, en m³

Ejemplo:

Aumenta la densidad de 1.15 a 1.28, teniendo en el sistema de circulación 220.0 m³ de lodo (densidad de la barita 4.16 gr/cm³).

$$Pa = \frac{1.28 - 1.15}{1 - \frac{1.15}{4.16}} \times 220,000$$

$$Pa = \frac{0.13}{1 - 0.276} \times 200,000$$

$$Pa = \frac{28,600}{0.724}$$

$$Pa = 39502 \text{ Kg.}$$

$$Pa = \frac{39502 \text{ Kg.}}{50} = 790 \text{ Sacos}$$

Método practico:

- 1.- Se restan las densidades.
- 2.- El resultado anterior se multiplica por 28, que es una constante.
- 3.- Multiplicando este resultado, por el volumen de lodo por densificar en m³, se obtiene finalmente el número de sacos.

Ejemplo: Con datos anteriores.

$$\begin{aligned} 1.28 - 1.15 &= 0.13 \\ 0.13 - 28 &= 3.64 \\ 3.64 - 220 &= 800 \text{ sacos.} \end{aligned}$$

7. FORMULA PARA DETERMINAR PESO DE TUBERÍA FLOTADA.

$$Pf = Tf \times Pa, \quad Ff = \frac{D}{Da}$$

Donde:

Pf = Peso de la tubería, flotada, en ton.
 Ff = Factor de flotación, sin unidades.
 Pa = Peso de la tubería en el aire, en Ton.
 D = Densidad del fluido, en gr/cm³
 Da = Densidad del hacer, en gr/cm³

8. FORMULA PARA DETERMINAR LA DENSIDAD QUE SE OBTIENE AL MEZCLAR DOS O MÁS FLUIDOS DE DIFERENTES DENSIDADES.

$$Df = \frac{D1 \times V1 + D2 \times V2 + \dots}{V1 + V2 + \dots}$$

Donde:

D_f = Densidad final obtenida, en gr/cm^3
 D_1 = Densidad del primer fluido, en gr/cm^3
 V_1 = Volumen del primer fluido, en m^3 o lt.
 D_2 = Densidad del segundo fluido, en gr/cm^3
 V_2 = Volumen del segundo fluido, en m^3 o lt.

9. FORMULA PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE ACEITE (DISEL) PARA EMULSIONAR EL FLUIDO DE PERFORACIÓN INICIALMENTE.

$$V_a = \frac{P}{100 - P} \times V$$

Donde:

V_a = Volumen de aceite, en m^3
 P = Por ciento que se desea emulsionar, en %
 V = Volumen del fluido de perforación, en m^3

10. FORMULA PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE ACEITE PARA AUMENTAR LA EMULSIÓN.

$$V_a = \frac{P_f - P_j}{100 - P_f} \times V$$

Donde:

V_a = Volumen de aceite para aumentar la emulsión, en m^3
 P_f = Porcentaje de la emulsión que se desea, en %.
 P_i = Porcentaje de la emulsión que tiene el fluido, en %
 V = Volumen del fluido de perforación, en m^3

11. FORMULA PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE AGUA O ACEITE PARA DISMINUIR LA DENSIDAD.

$$V_a = \frac{D_j - D_f}{D_f - D_a} \times V$$

Donde:

Va = Volumen del agua o aceite, en m³
Df = Densidad que se desea disminuir, en gr/cm³
Dj = Densidad que tiene el fluido.
Da = Densidad del agua o aceite, en gr/cm³
V = Volumen del fluido que se desea disminuir la densidad.

12. FORMULA PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE AGUA PARA DISMINUIR EL % DE SÓLIDOS EN EXCESO.

$$V = \frac{P \times V}{100}$$

Donde:

V = Volumen de agua por agregar, en m³
P = Por ciento de sólido en exceso = porcentaje de sólidos en la retorta menos porcentaje de sólidos normales.

13. FORMULA PARA CONVERTIR % EN PESO A PPM DE NaCL.

(% en peso de NaCL) x D x 10,000 = ppm de NaCL.

Donde:

D = Densidad de la solución, en gr/cm³.

14. CONCENTRACIÓN PARA PREPARAR UN LODO BASE-AGUA BENTÓNICO.

70 kg (Bentonita)/m³ (agua) (al 7%).
Proporciona: Viscosidad de 42 a 48 seg.
Densidad de 1.07 gr/cm³ más o menos.

Si no se obtiene Viscosidad arriba de 42 seg es necesario incrementar la concentración de arcilla, por su diferente calidad.

15. PARA CONVERTIR CLORUROS A SAL.

$\text{ppm NaCl} = (\text{ppm CL}) \times 1.65$
 $\text{ppm KCL} = (\text{ppm CL}) \times 2.1$
 $\text{ppm CaCL}_2 = (\text{ppm CL}) \times 1.56$

16. CLORUROS (CL).

$$\text{ppm CL} = \frac{(\text{V. AgNO}_3) \times F}{V}$$

Donde:

ppm CL = Partes por millón de cloruro.

V AgNO₃ = Volumen de nitrato de plata, utilizado en cm³ (color rojizo)

V = Volumen de filtrado, en cm³.

F = Factor según la concentración del nitrato de plata (1:1,000 ó 1:10,000)

17.- VELOCIDAD ANULAR ÓPTIMA PARA RANGOS NORMALES DE DIÁMETRO DE AGUJEROS Y PESOS DE LODO.

$$V_o = \frac{1416}{D_a \times D_1}$$

Donde:

V_o = Velocidad anular optima, en pies/min.

D_a = Diámetro del agujero, en pg.

D₁ = Densidad del fluido de perforación, en gr/cm³.

Ejemplo:

¿Cuál es la velocidad anular óptima, si se tiene un agujero de 9 ½" y un lodo de 1.15 gr/cm³?

$$V_o = \frac{1416}{9.5 \times 1.15} = \frac{1416}{10.925}$$

V_o = 130.0 pies/min.

18.- FLUIDOS TURBULENTOS Y LAMINARES EN LA CIRCULACIÓN (NUMERO DE REYNOLDS).

TRANSCISIÖN: cuando el numero de Reynolds excede 2000, se asume que el fluido en el espaciö anular esta en turbulencia, y se es menos de 2000, el fluido es laminar. Esto es verdad "La mayoría del tiempo".

Generalmente en el interior de la sarta de perforación y en el espacio anular, entre agujero y herramientas (Drill Collar), se tiene flujo turbulento, por la tanto se recomienda realizar el cálculo entre agujero y T.P.

$$Re = \frac{129 \times D \times V^2 \times (Dh - Dp)}{Vp \times V + 399 \times Yp \times (Dh - Dp)}$$

Donde:

Re = Número de Reynolds, sin dimensiones.

D = Densidad del lodo, en gr/cm³.

V = Velocidad promedio en el espacio anular, en pie/min.

Dh = Diámetro del agujero, en pg.

Dp = Diámetro de la T. P. En pg.

Vp = Viscocidad plástica, en cps.

Yp = Punto de cedencia, en lbs/ 100 ft²

19. PERDIDA DE PRESIÓN EN LA BARRENA.

$$Pb = \frac{145 \times Q^2 \times dl}{J^4}$$

Donde:

Pb = Pérdida de presión en la barrena, en lbs/pg²

Q = Gasto de bomba, en gal/min.

DI = Densidad del fluido, en gr/cm³

J = Tamaño de tres toberas, en número de 32 avos.

Ejemplo:

Bna – 9 ½ - 3T – 12 / 32"

Gasto 350 gal / min.

Lodo 1.20 gr/cm³

$$Pb = \frac{145 \times 350^2 \times 1.20}{12^4}$$

$$P_b = \frac{145 \times 122,500 \times 1.20}{20,736}$$

$$P_b = 1028.0 \text{ lb / pg}^2$$

20. CABALLOS DE POTENCIA HIDRÁULICA.

HPH.= Potencia hidráulica, en HP.

Q = Gasto de bomba, en gal/min.

P = Presión, en lbs / pg² (se utilizará la presión en donde se requiera el cálculo).

21. CALCULO DE DIAMETRO DE TOBERAS.

$$J_3 = 3.469X \sqrt{QX \sqrt{D_1 / p}}$$

$$J_2 = 4.249X \sqrt{QX \sqrt{D_1 / p}}$$

Donde:

J_3 = Tamaño de tres toberas, en 32 avos.

Q = Gasto de bomba, en gal/min.

D_1 = Densidad del fluido, en gr/ cm³

P = Pérdida de presión que se desea en la barrena, en lbs/pg²

J_2 = Tamaño de dos toberas, en 32 avos.

Ejemplo:

Bna – 8 ½

Gasto – 300 gal / min.

Lodo – 1.20 gr/cm³

Presión disponible para la bna. – 900 en lbs / pg²

$$J_3 = 3.469 X \sqrt{300 \sqrt{1.20 / 900}}$$

$$J_3 = 3.469 \times \sqrt{300 \times 0.036} = 3.469 \times \sqrt{10.8}$$

$$J_3 = 3.469 \times 3.286 = 11.399$$

Se toman: $2T = 11/32$ y $1T = 12/32$ ó $3T = 11/32$

22.- CAIDA DE PRESIÓN EN FLUJO TURBULENTO.

$$P = \frac{Q^{1.86} \times G^{0.8} \times Y^{0.2} \times L}{952 \times D^{4.86}} \quad Pa = \frac{Q^{1.86} \times G^{0.8} \times V^{0.2} \times V^{0.2} \times La}{(D_4 - D_3)^3 (D_4 + D_3)^{1.86} \times 952}$$

Número de Reynols mayor de 3000

Donde:

P = Caída de presión por fricción en el interior del tubo, en lbs / pg²

Q = Gasto de bomba, en gal/min.

G = Peso del fluido, en gr/cm³

L = Longitud de la tubería, en m.

La = Longitud de espacio anula, en m.

D = Diámetro interior del tubo, en pg.

D₄ = Diámetro mayor del espacio anular en pg.

D₃ = Diámetro menor del espacio anular, en pg.

Pa = Caída de presión por fricción en el espacio anular, en lbs/pg².

Vp = Viscosidad plástica (corresponde al fluido plástico de tipo Bingham), en cp.

Ejemplo:

TP 4 ½ 16.6 lb/pie = 2,500.0 m.

D I = 3.826"

Lodo = 1.25 gr/cm³, Vp = 20 cp.

Gasto = 350 gal/min.

$$P = \frac{350^{1.85} \times 1.25^{0.8} \times 20^{0.2} \times 2500}{952 \times 3.826^{4.86}}$$

$$P = \frac{53,947 \times 1.195 \times 1.82 \times 2500}{952 \times 679.4}$$

$$P = 454 \text{ lb/pg}^2$$

23. DENSIDAD DE CIRCULACIÓN EQUIVALENTE.

$$D_c = \frac{P_a \times 0.0703}{P} + D_1$$

Donde:

D_c = Densidad de circulación, en gr/cm^3

P_a = capacidad de presión de fricción en el espacio anular, en lb/pg^2

P = Profundidad del pozo, en m.

D_1 = Densidad de fluido, en gr/cm^3 .

24. CAÍDA DE PRESIÓN EN FLUIDO LAMINAR EN EL ESPACIO ANULAR

$$P_a = \frac{L \times V_p + Y_p \times L \times V}{D_i} - L$$

Donde:

P_a = Caída de presión en espacio anular, en lb/pg^2 .

D = Diámetro del agujero, en pg.

D = Diámetro de la T.P., en pg.

L = Longitud del espacio anular o profundidad del pozo, en m.

V_p = Viscosidad plástica, en cp.

Y_p = Punto de candencia, en lb/100 fl^2 .

V = Velocidad anular, en pies/min.

Q = Gasto de bomba, en gal/min.

25. NÚMERO DE LINGADAS PARA SACAR, PARA LLENAR EL POZO.

$$L = \frac{P_h \times 10}{D_L}, \quad L_t = \frac{4 \times D_i^2 \times L}{P} - L$$

Donde:

L = Disminución del nivel del fluido, para una determinada reducción de presión hidrostática, en m.

P_h = Presión hidrostática por reducir al sacar la TP en kg/cm^2 (máxima recomendable 3.5 kg/cm^2).

D_L = Densidad del fluido, en gr/cm^3

L_t = longitud de T.P. por sacar para llenar el pozo, en m.

D_i = Diámetro interior de T.R en pg.

P = Peso de T.P. en kg/m.

Ejemplo:

Bna = $8 \frac{1}{2}$, T.P. $4 \frac{1}{2}$ 24.73 kg/m.

T. R. = $9 \frac{5}{8}$ " x 8.755".

Lodo = 1.30 gr/cm^3 .

Disminución de $P_h = 3.0 \text{ kg/cm}^2$

$$L = \frac{3.0 \times 10}{1.30} = 23\text{m.}$$

$$L_t = \frac{4 \times 8.755^2 \times 23}{24.73} - 23$$

$$L_t = \frac{4 \times 76.65 \times 23}{24.73} - 23$$

$$L_t = 285 - 23 = 262.0\text{m de T.P.}$$

26.-CAPACIDAD ACARREADORA DE LOS FLUIDOS.

$$V = \frac{69.250 \times D^2 \times V_f \times (P_p - P_f)}{V_p \times V_f + 399 \times Y_p (D_h - D_p)}, \quad V_p = V_f - V_s$$

Donde:

V_s = Velocidad de desliz de la partícula, en pies/min.

D = Diámetro de la partícula, en pg.
 V_f = Velocidad promedio de la partícula, en pies/min.
 P_p = Peso de la partícula, en gr/cm³
 P_f = Peso del fluido, en gr/cm³
 V_p = Viscosidad plástica, en cp.
 y_p = Punto de cedencia, en lb/100ft²
 D_h = Diámetro del agujero, en pg.
 D_p = Diámetro de la T.P., en pg.
 V_p = Velocidad neta hacia arriba de la partícula, en pies/min.

27. NÚMERO DE EMB/MIN CUANDO SE REQUIERE UN DETERMINADO GASTO

$$\frac{\text{Gasto en gal/min.}}{\text{Gasto en gal/emb}} = \text{Nro. de emb/min.}$$

Al dividir entre gal/emb, se anotará al 100%, 90% etc., de eficiencia volumétrica que desee.

28. GASTO REQUERIDO PARA UNA VELOCIDAD ANULAR

$$Q_v = \frac{V_r}{F}$$

Donde:

Q_v = Gasto requerido para una velocidad anular, en gal/min.
 V_r = Velocidad anular que se desea, en pies/min.
 F = Factor de la velocidad anular

Ejemplo:

$B_{na} = 9\frac{1}{2}$
 $T.P. = 4\frac{1}{2}$
 $Lodo = 1.20 \text{ gr/cm}^3$.

Se desea tener una velocidad anular de 130 pies/min., calcular el gasto de bomba.

$$Q_v = \frac{130}{0.357} = 364 \text{ gal/min.}$$

29.- PESO DE UN TUBO (PARTE LISA)

$$P = (D^2 - d^2) \times 2.67$$

Donde:

P = Peso de 1 tubo en lb/pie.

D = Diámetro externo en pg.

D = Diámetro interno en pg.

30. DIÁMETRO INTERIOR DE UN TUBO

$$di = \sqrt{D^2 - 0.374 \times P}$$

Donde:

di = Diámetro interior del tubo, en pg.

D = Diámetro externo, en pg.

P = Peso del tubo, en lb/pie (parte lisa).

Ejemplo:

T.P. 4 ½

Peso nominal 16,6 lb/pie

Peso parte plana 14,98 lb/pie.

$$di = \sqrt{4.5^2 - 0.374 \times 14.98}$$

$$di = \sqrt{20.25 - 5.60} = \sqrt{14.65}$$

$$di = 3.87''$$

31. RESISTENCIA A LA TENSIÓN.

$$R_t = 0.1333 \times R \times P$$

Donde:

R_t = Resistencia de un tubo a la tensión del tubo, en kg.

R = Resistencia de la tensión del material, en lb/pg² (tabla 4).

P = peso del tubo (parte lisa), en lb/pie.

Cuando se trate de una tubería nueva se calcula su resistencia al 80% y usada al 64% y 70%.

Ejemplo:

T.P. 4 ½"

Peso nominal 16.6 lb/pie
Parte lisa 14.98 lb/pie
Grado - x - 105 usada

$$R_t = 0.1333 \times 105,000 \times 14.98$$

$$R_t = 209,667.0 \text{ kg.}$$

$$\text{Al } 70\%, 209,667 \text{ kg.} \times 0.70 = 146,766 \text{ kg., } 147 \text{ ton.}$$

32. MÁXIMO PESO DISPONIBLE PARA LA BARRENA.

Si la tubería de perforación trabaja en compresión, al igual forma en que tiende a pandearse, sufre serios daños. Para evitar este problema, parte del peso de los D. C. o la herramienta (10%, 15% ó 20%), se utiliza para mantener en tensión la sarta de perforación y de esta forma el *punto neutro* queda en la herramienta, por esta razón a esta parte se le denomina *factor de seguridad*.

$$M_p = \frac{P_h}{F.S.}$$

Donde:

M_p = Máximo peso disponible para la barrena, en ton.

P_h = Peso en la herramienta en el fluido de perforación, en ton.

$F.s$ = Factor de seguridad, expresándose 1.10 si es 10% 1.15 si es 15%, etc.

Ejemplo:

Calcular el máximo peso que se le puede cargar a la barrena con un factor de seguridad de 20%, y si la herramienta pesa en el lodo 16.0 ton.

$$M_p = \frac{16.0}{1.20} = 13.3 \text{ ton.}$$

33.- LONGITUD O TRAMO DE LASTRABARRENAS (D.C. PARA PERFORAR)

$$L_h = \frac{P_m \times F.S.}{F_f \times P}$$

Donde:

L_h = Longitud de lastrabarreras, en m.

Pm = Peso máximo que se espera darle a la barrena, en kg.

Fs = Factor de seguridad, expresándose 1.10 si es 10%, 1.15 si es 15%. Etc.

Ejemplo:

Calcular el numero de tramos de D.C. para perforar si se espera darle un máximo peso a la barrena de 12.0 ton.

D.C. 6 ½" x 2 ¾" = 138.3 kg/m.

Lodo 1.22 gr/cm³, Ff = 0.844

Factor de seguridad = 15%

$$Lh = \frac{12,000 \times 1.15}{0.844 \times 138.3} = 118.23 \text{ m de herramienta.}$$

$$Lh = \frac{118.23 \text{ m.}}{9.14 \text{ m.}} = 12.93 = 13 \text{ tramos ó 3 lingadas.}$$

34. PUNTO NEUTRO

Se denomina punto neutro en la sarta de perforación, a la parte del tubo que esta sufriendo el movimiento cíclico de tensión y compresión, y por lo tanto, ante mucha consideración, es necesario que este punto, se encuentre siempre trabajando en tubos de pared gruesa, como son los D.C. o la T.P. extrapesada.

$$Pn = \frac{P. S. B.}{Ff \times PD. C.} \quad P = Lh + \frac{Pe}{Ff \times P}$$

Donde:

Pn = Altura a que se encuentra en punto neutro, en m.

P.S.B. = Peso que se esta cargando a la barrena, en kg.

Ff = Factor de flotación, sin unidades.

PD.C. = Peso del DC. En el are, en kg/m.

P = Altura a que se encuentra el punto neutro, cuando se esta utilizando T.P extrapesada como herramienta, en m.

Lh = longitud de la herramienta, en m.

Pc = Peso de la tubería extrapesada que se esta aplicando a la barrena, en kg
= Peso sobre la barrena, menos el peso de los D.C. en el lodo.

P = Peso de la T.P. extrapesada (H.W.) en el aire, en kg/m.

Ejemplo:

Calcular el punto neutro, con los siguientes datos:

D.C. = 7 ¾" x 2 ¾", 77.0 m. 208,6 kg/m.

Lodo = 1.20 gr/cm³, Ff = 0.847.

Peso de la herramienta flotada = 13.6 ton.

P.S.B. = 11.0 ton. (11,00 kg).

$$\frac{62.2 \text{ m.}}{9.14 \text{ m.}} = 6.8, \text{ punto neutro en el } 7^{\text{mo}} \text{ D.C.}$$

35. ÁREA TRANSVERSAL DE UN TUBO

$$A_t = 0.7854 (D^2 - d^2).$$

Donde:

D = Diámetro mayor, en pg.

d = Diámetro menor, en pg.

A_t = Área trasversal del tubo, en pg².

36.- DIÁMETRO DE UN TAMBOR.

$$D = \frac{P}{8}$$

Donde:

D = Diámetro del tambor, en pg.

P = Perímetro del tambor, en cm.

37. SERVICIO REALIZADO POR CABLE

$$T_{vr} = \frac{W_1 \times P (L_p + P) + 2 \times P (2^a + C)}{1,000,000}$$

$$T_p = 3 (t_2 - t_1)$$

$$T_m = 2 (T_4 - T_3)$$

Donde:

$$T_c = \frac{P (L_c + P) W_c + 4 \times P \times A}{2,000,000}$$

$$*T = 2 \times P_t.$$

Donde:

Trv = Trabajo realizado en un viaje redondo, en ton-km.

W1 = Peso de la T.P. flotada, en kg/m.

P = profundidad del pozo, en m.

Lp = Longitud de la parada, en m.

A = Peso del aparejo, en kg.

C = Peso de la D.C. flotada (kg/m.) menos el peso de la T.P. (kg/m.) flotada; multiplicado por la longitud de las D.C., en kg.

Tp = Trabajo realizado cuando se perfora en ton-km.

T2 = Trabajo realizado para un viaje donde se termina de perforar, en ton-km.

T1 = Trabajo realizado para un viaje redondo a la profundidad donde se comenzó a perforar, en ton-km.

Tm = Trabajo realizado cuando se muestra, en ton-km.

T4 = Trabajo realizado para un viaje redondo a la profundidad donde se terminó de muestrear, en ton-km.

T3 = Trabajo realizado para un viaje redondo a la profundidad donde se comenzó a muestrear, en ton-km.

Tc = Trabajo realizado cuando se baja un casing (T.R.), en ton-km.

Wc = Peso de T.R. en el lodo, en m.

Lc = Largo de una T.R., en m.

T = Trabajo realizado para una operación de pesca, en ton-km.

Pt = Trabajo realizado de un viaje redondo a la profundidad total del pozo, en ton-km.

* = Como sugerencia para un trabajo de pesca muy fuerte se recomienda dicha figura.

38. CARGA MÁXIMA PERMISIBLE EN LAS LÍNEAS

$$C_m = \frac{N \times R_r}{F.S.}$$

Donde:

N = Número de líneas guarnidas.

Cm = Carga máxima permisible en las líneas, en ton.

Rr = Resistencia la ruptura del cable, en ton.

F.S. = Factor de seguridad, sin unidades (2.5, 3.0, 3.5 ó 4) para la determinación del esfuerzo del trabajo permisible en un cable de acero, se adopta un factor de seguridad, es decir, que el cable de acero que está en uso, tendrá una resistencia tantas veces mayor que la que se estime para el trabajo, con la finalidad de tener mayor seguridad en las operaciones.

39. EQUIVALENCIAS DE TUBOS DE DIFERENTES PESOS

$$N_e = \frac{N_c \times P_c}{P_e}$$

Donde:

N_e = Números de tubos equivalentes.

N_c = Números de tubos conocidos.

P_c = Peso del tubo, de los tramos no conocidos, en lb/pie ó kg/m.

P_e = Peso del tubo, de los tramos no conocidos, en lb/pie ó kg/m.

Ejemplo:

¿A cuantos tramos de H.W. DE 4. ½ (62.62 kg/m.) equivalen 7 tramos de D.C. de 7 ¼ x 2 13/16 (177 kg/m.).

$$N_e = \frac{7 \times 177}{62.62} = 19.78 = 20 \text{ tramos.}$$

40. PRESIÓN DE FORMACIÓN

$$P_f = P_h + PTP$$

Donde:

P_f = Presión de formación, en kg/cm².

P_h = Presión hidrostática, en kg/cm².

PTP = Presión de T.P., en kg/cm².

La presión de formación, es la presión que ejerce los fluidos gas, aceite, agua salada o las combinaciones de estos, contenidos en los poros de las rocas. A esta presión se le conoce también, como presión de roca, yacimiento, de depósito y de poro.

Se considera para la costa del golfo de México un gradiente de presión normal de formación de $0.1076 \text{ kg/cm}^2/\text{m}.$, que le corresponde al agua salada de densidad 1.076 gr/cm^3 y 10% de sal.

Ejemplo:

Calcular la presión normal de formación a 3500 m.

$$0.1076 \text{ kg/cm}^2/\text{m} \times 3500 \text{ m} = 377.0 \text{ kg/cm}^2.$$

La presión de formación es menor que la presión total de sobrecarga ya que si esto no fuera, la presión de formación fracturara al roca.

41. GRADIENTE GEOTÉRMICO (COSTA DEL GOLFO DE MÉXICO)

$$T = 21.1 + \frac{P}{35}$$

Donde:

T = Temperatura, en °C (a profundidad mayor de 30 m.).

P = Profundidad, en m.

Ejemplo:

Calcular el gradiente geotérmico a 4000 m.

$$T = 21.1 + \frac{4000.0}{35} = 21.1 + 114.3 = 135.4^\circ\text{C}.$$

42. INTENSIDAD Y SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO

$$\text{S.P.P.} = \frac{\text{P.P.} \times 30}{\text{L.C.}}$$

$$\text{P.P.} = \text{ang.} \cos [\sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \times \cos (\alpha_2 - \alpha_1) + \cos \alpha_1 \cos \alpha_2]$$

Donde:

S.P.P. = Seguridad de pata de perro, en grados.

P.P. = Pata de perro, en grados.

L.C. = longitud de cursos entre dos estaciones, en m

T_1 = Angulo vertical u observado, en grados (1ra estación)

T_2 = Angulo vertical u observado, en grados (2da estación)

α_1 = Angulo horizontal o rumbo observado, en grados (1ra estación)

α_2 = Angulo horizontal o rumbo observado, en grados (2da estación)

Ejemplo:

	Primer estudio	Segundo estudio
Angulo de desviación	9° 45° (9 ³ /4°)	10° 30° (10 ¹ /2°)
Dirección de desviación	N – 52° - W	N – 60° - W
Profundidad media	1,131.0 m.	1,158.0 m.

$$P.P. = \text{ang cos sen} [10.5^\circ \times \text{sen } 9.75^\circ \times \cos (60^\circ - 52^\circ) + \cos 10.5^\circ \times \cos 9.75^\circ]$$

$$P.P. = \text{ang cos} [0.1822 \times 0.1693 \times 0.9902 + 0.9832 \times 9855]$$

$$P.P. = \text{ang cos} [0.0305 + 0.99689] = \text{ang cos } 0.9994$$

$$P.P. = 1.98^\circ$$

$$L.C. = 1158.0 - 1131.0 = 27 \text{ m.}$$

$$S.P.P. = \frac{1.98 \times 30}{27} = 2.2^\circ/30 .$$

43. POTENCIA AL GANCHO

$$H.P. = \frac{P_s \times d}{T \times 75}$$

Donde:

H.P: = Potencia la gancho, en H.P.

P_s = Peso de la sarta de perforación, en kg.

d = Distancia recorrida, en m.

t = Tiempo para sacar una lingada, en seg.

Ejemplo:

Peso de la sarta de perforación, 110.0 ton.
 Altura del piso a la changuera, 27.0 m.
 Tiempo para sacar una lingada, 45 seg.

$$\text{H.P.} = \frac{110.000 \times 27}{45 \times 75} = 880/\text{H.P.}$$

Para el caballaje en las máquinas, al caballaje obtenido agregue el 30% que se considera como perdida mecánica, causadas en las transmisión desde el motor hasta el gancho, o sea, que se considere un 15% de perdidas del motor al malacate y un 15% en la misma transmisión del malacate, en las poleas y cable hasta el gancho.

44. LINEAMIENTO DE GASTOS Y OPTIMIZACIÓN HIDRÁULICA

Gasto de la bomba:

Si la velocidad de penetración es menos de 4.5 m./hr. de 35 GPM/pulg de diámetro de la Bna., y si es mayor, de 40 a 45 GPM/pulg. de diámetro de la bna. (recomendable)

Optimización.

Potencia hidráulica en la barrena (H.P.H.).

$$P_b = 0.65 \times P_B \quad P_s = 0.35 \times P_B$$

Fuerza de impacto en la barrena (I.H.):

$$P_b = 0.49 P_B \quad P_s = 0.51 P_B$$

Donde:

P_b = Presión de la barrena

P_B = Presión de bombeo.

P_s = Perdida de presión en el sistema de circulación. (no incluye la barrena).

45. VOLUMEN DE AGUA PARA UNA LECHADA

$$V_a = \frac{P - V_s \times D}{D - D_a} \quad V_1 = V_a + V_s$$

Donde:

Va = Volumen de agua, lt/saco.

P = Peso de un saco, en kg.

D = Densidad de la lechada, en kg/lt.

Da = Densidad del agua, en kg/lt.

V1 = Volumen de la lechada, en lt/saco.

Vs = Volumen de un saco de cemento, en lt/saco

Ejemplo:

Calcular el número de sacos de cemento y volumen de agua para preparar 100 m³ de lechada de 1.60 gr/cm³.

$$V_s = \frac{\text{Peso de un saco}}{\text{Peso específico}} = \frac{50 \text{ kg}}{3.1 \text{ kg/lt}} = 16.1 \text{ lt/saco}$$

$$V_a = \frac{50 - 16.1 \times 1.60}{1.60 - 1.0} = \frac{50 - 25.76}{0.60} = 40.4 \text{ lt/saco}$$

$$V_1 = 40.4 + 16 = 56.4 \text{ lt/saco}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de sacos} = \frac{100,000 \text{ lt}}{56.4 \text{ lt/saco}} = 1773$$

46. TORQUE DE UNA T.P.

$$T = \frac{\text{H.P.} \times 5250}{\text{R.P.M.}}$$

Dónde:

T= Torque (aproximado) aplicado a una T.P. durante la perforación, en lb/pie.

H.P.= Potencia usada para rotar T.P. en H.P. (H.P.= caballos de fuerza).

R.P.M.= Revoluciones por minuto de la rotaria.

47. GASTO MÍNIMO RECOMENDABLE (ECUACIÓN DE FULLERTON)

$$Q = \frac{57.72 (D_H^2 - D_P^2)}{D_H \times D_L}$$

Dónde:

Q = Gasto mínimo recomendable, en gal/min.

D_H = Diámetro del agujero, en pg.

D_p = Diámetro de T.P. en pg.

D_L = Densidad del lodo, en gr/cm³.

Ejemplo:

Bna = 9 1/2"

T.P. = 4 1/2"

Lodo = 1.35 gr/cm³

$$Q = \frac{57.72 (9.5^2 - 4.5^2)}{9.5 \times 1.35}$$

$$Q = \frac{57.72 (90.25 - 20.25)}{12.825}$$

$$Q = \frac{57.72 \times 70}{12.825}$$

Q = 315.0 gal/min. (Gasto mínimo para perforar)

48. DISMINUCIÓN DE LA DENSIDAD DE UN FLUIDO, AGREGANDO AGUA O ACEITE CONSERVANDO EL VOLUMEN CONSTANTE.

$$V = \frac{D_L - D_f}{D_L - D_a} \times V_L$$

Dónde:

V = Volumen del fluido para reemplazar con agua o aceite, para disminuir la densidad en m^3 o lt.

D_L = Densidad del fluido, en gr/cm^3 .

D_f = Densidad que se desea obtener, en gr/cm^3 .

D_a = Densidad del agua o aceite, en gr/cm^3 .

V_L = Volumen del fluido que se desea bajar la densidad, m^3 o lts.

Ejemplo:

Que volumen de lodo base-agua es necesario almacenar, para reponerlo con agua y bajar la densidad de 1.45 gr/cm^3 a 1.40 gr/cm^3 , si se tiene en el sistema de circulación 240.0 m^3 de lodo.

$$V = \frac{1.45 - 1.40}{1.45 - 1.0} \times 240.0 \text{ m}^3 = 26.66 \text{ m}^3 \quad 27 \text{ m}^3$$

49. TIPO DE FLUJO INVASOR EN EL POZO

$$L_b = L_{D.C.} + \frac{V_p - V_a}{C_{T.P.}}, \text{ Agujero sin tubería} = L_b = \frac{V_p}{V_a}$$

$$X = D_L - \frac{(P_{T.R.} - P_{T.P.}) \times 10}{L_b}$$

Fluido del yacimiento:

$0 \leq x \leq 0.3 \dots$ Gas.

$0.3 < x \leq 0.85 \dots$ Gas y/o Aceite.

$0.85 < x \leq 1.10 \dots$ Agua salada.

Donde:

L_b = Longitud del fluido invasor, en m.

$L_{D.C.}$ = Longitud de D.C., en m.

V_p = Aumento de volumen en las presas, en m^3 .

V_a = Volumen anular, en D.C. y agujero, en litros.

$C_{T.P.}$ = Capacidad anular en T.P., en lt/m.

Ca = Capacidad en el agujero, en lt/m.

X = Densidad de fluidos invasores, gr/cm^3 .

$P_{T.R.}$ = Presión de cierre en T.R. en kg/cm^2

$P_{T.P.}$ = Presión de cierre en T.P. en kg/cm^2

50. PRESIÓN INICIAL Y FINAL DE CIRCULACIÓN EN EL CONTROL DE UN BROTE

$$P.I.C. = P_{T.P.} + Pr \qquad P.F.C. = \frac{D_c \times Pr}{D_L}$$

Dónde:

P.I.C. = Presión inicial de circulación, en kg/cm².

P_{T.P.} = Presión de cierre en T.P. en kg/cm²

Pr = Presión reducida de bombeo, en kg/cm² (bomba a media velocidad).

P.F.C. = Presión final de circulación, en kg/cm² de barrena a la superficie con DC

D_c = Densidad de control, en gr/cm³.

D_L = Densidad del lodo, en gr/cm³.

51. DENSIDAD DE CONTROL

$$D_c = \frac{P_{T.P.} \times 10}{Prof.} + D_L + Ms$$

D_c = Densidad del lodo, en gr/cm³.

Prof. = Profundidad, en m.

D_L = Densidad del lodo, en gr/cm³.

Ms = Margen de seguridad, en gr/cm³.

P_{T.P.} = Presión de cierre en T.P. en kg/cm²

Nota: Si se toma la presión de cierre en T.R. es conveniente, no dar el margen de seguridad, ya que se obtiene una densidad mayor que la real.

52. PUNTO LIBRE

$$L = \frac{40.09 \times W_{T.P.} \times C}{T_2 - T_1}$$

Dónde:

L = Profundidad del punto libre, en m.

W_{T.P.} = Peso del tubo en la parte lisa, en lb/pie.

C = Elongación que sufre la T.P., en cm.

T₁ = Tensión inicial, en Toneladas.

T₂ = Tensión final, en Toneladas.

53. EL EXPONENTE "D"

$$D = \frac{\log(3.28/N \times R)}{\log(0.0264 \times W/D)} \qquad dc = d \times \frac{\text{Gradiente normal}}{D_L}$$

Dónde:

D = Exponente "d" sin unidades.
N = Velocidad de rotación, en r.p.m.
R = Velocidad de rotación, en min/m.
W = Peso sobre de la barrena, en toneladas.
D = Diámetro de la barrena, en pulgadas.
Dc = Exponente "d" corregido, sin unidades.
D_L = Densidad del lodo, en gr/cm³.

Ejemplo:

Prof.= 2100m.
Rotaria = 140 r.p.m.
Penetración = 24 min/m.
P.S.B.= 12 toneladas.
Bna = $12^{1/4}$
Lodo = 1.50 gr/cm³.
Gradiente normal = 1.08 gr/cm³.

$$D = \frac{\log \frac{3.28}{140 \times 24}}{\log \frac{0.0264 \times 12}{12.25}} = \frac{-3.010}{-1.587} = 1.89$$

$$D_c = 1.36$$

54. CALCULO DE LA RELACIÓN ACEITE/AGUA

Relación aceite/agua.

$$\text{Aceite} = \frac{L_d \times 100}{L_d + L_a} \quad \text{Agua} = \frac{L_a \times 100}{L_d + L_a}$$

Dónde:

L_d = Lectura de aceite diesel, en % (retorta)
L_a = Lectura de .agua, en % (retorta)

55. POTENCIA MÁXIMA EN LA BARRENA

$$H_{\max} = \pi/4 \times D_b^2 \times v_p$$

Donde:

Hmax = potencia máxima en la barrena, en H.P.

Db = Diámetro de la barrena, en pulg.

Vp = Velocidad de penetración, en pies/hr.

56. DESGASTE DE UNA BARRENA DE INSERTOS

$$T = \frac{8 \times B}{L}$$

Dónde:

T = Desgaste de una barrena de insertos, clasificadas en octavos.

B = Número de insertos rotos o desprendidos.

L = Número total de insertos en la barrena.

57. PESO REAL (APROXIMADO) SOBRE LA BARRENA EN UN POZO DIRECCIONAL

$$P = P.S.B \times \cos \alpha$$

Dónde:

P = Peso sobre barrena aproximado, en toneladas.

P.S.B. = Peso sobre la barrena, en el indicador, en toneladas.

α = Angulo de inclinación, en grados.

58. PESO DE UN MATERIAL EN FUNCIÓN DE SU DENSIDAD Y VOLUMEN

$$P = D \times V$$

Donde:

P = Peso del material, en gr, kg ó ton.

D = Densidad, en gr/ cm³ (1 gr/cm³ = 1 kg/lit =1 ton/m³).

V = Volumen del material, en cm³, lt ó m³. (de acuerdo a la unidad de volumen se elige la unidad de peso para el resultado).

Ejemplo:

Se requiere conocer el peso de 30m³ de aceite diesel de 0.86 gr/cm³.

$$P = 0.86 \times 30 = 25.8 \text{ Ton} \quad 26 \text{ Ton.}$$

59. DENSIDAD EQUIVALENTE EN UNA PRUEBA DE GOTEO

$$D_c = D_L + \frac{Pr \times 10}{Prof.}$$

Donde:

D_c = Densidad equivalente, en gr/cm³.

D_L = Densidad del fluido, en gr/cm³.

Pr = Presión de ruptura, en kg/cm³.

Prof.= Profundidad de la zapata, en m.

1.4 AREA

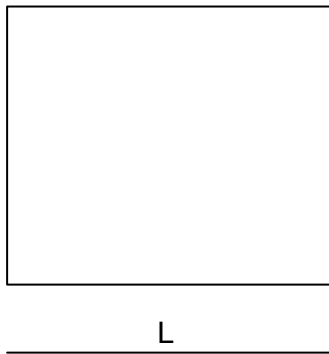
Es la medida de todo espacio o extensión ocupada por una superficie.

El área se mide en unidades cuadradas

cm², m², pg², etc.

Ejemplos:

Cuadrado



Formula = $L \times L$

Donde:

L = Lado

FIG. 1

Ejemplo:

Determinar el área de un cuadrado que tiene 6 m. de lado.

Datos:	Formula.	Sustitución.
L = 6m.	$L \times L$	$6 \times 6 = 36$

Resultado:

El área del cuadrado es de 36 m².

Rectángulo:



FIG 2

Formula = $L \times H$

Donde:

L = largo.

H = ancho.

Ejemplo:

Calcular el área de un rectángulo que tiene 48 cm de largo y 23 cm de ancho.

Datos:

Formula:

Sustitución:

L = 48 cm.

$L \times H$

$48 \times 23 = 1104$

H = 23 cm.

Resultado: El área del rectángulo es de 1104 cm².

Círculo:

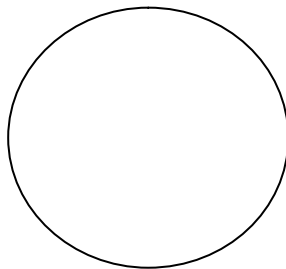


FIG 3

Formula = $\Pi \times \frac{D^2}{4}$

Donde:

$\Pi = 3.1416$

D² = Diámetro al cuadrado

Ejemplo:

Calcular el área de un círculo que tiene 36 cm. de diámetro.

Datos:

Formula:

Sustitución.

$\Pi = 3.1416$

D = 36 cm.

$\frac{\Pi \times D^2}{4}$

$\frac{3.1416 \times 36^2}{4} = \frac{3.1416 \times 1296}{4}$

$\frac{4071.5}{4} = 1017.87$

Resultado: El área del círculo es de 1017.87 cm².

Elipse:

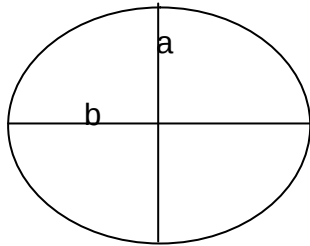


FIG. 4

$$\text{Formula} = \frac{\pi \times a \times b}{4}$$

Donde:

$$\pi = 3.1416$$

a = Eje menor

b = Eje mayor

Ejemplo:

Determinar el área de una elipse que tiene un eje menor de 1.80 m y el eje mayor de 2.10 m.

Datos

Formula:

Sustitución:

$$\pi = 3.1416$$

$$a = 1.80$$

$$b = 2.10$$

$$\frac{\pi \times a \times b}{4}$$

$$\frac{3.1416 \times 1.80 \times 2.10}{4}$$

$$\frac{11.88}{4} = 2.97$$

Resultado: El área de la elipse es de 2.97 m².

Corona circular:

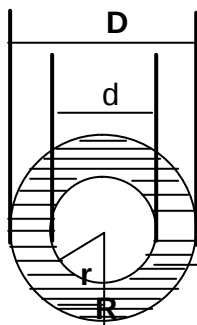


FIG 5

$$\text{Formula} = \frac{\pi}{4} \times (D^2 - d^2)$$

ó

$$\pi \times (R^2 - r^2)$$

Donde:

$$\pi = 3.1416$$

D = Diámetro mayor

d = Diámetro menor

R = Radio mayor

r = Radio menor

Corona Circular. Es el área comprendida entre dos circunferencias concéntricas.

Ejemplo

Calcular el área de la corona circular de un tubo que tiene un diámetro exterior de 2.850 pg y un diámetro interior de 2.440 pg.

Datos:

Formula:

Sustitución

Empleando la formula 1.

$$\begin{array}{l} \Pi = 3.1416 \\ D = 2.850 \text{ pg.} \\ D = 2.440 \text{ pg.} \end{array} \quad \begin{array}{l} \Pi \times (D^2 - d^2) \\ 4 \end{array} \quad \begin{array}{l} 3.1416 \times (2.850^2 - 2.440^2) \\ 4 \end{array}$$

$$\begin{array}{l} 0.785 \times (8.123 - 5.954) \\ 0.785 \times 2.169 = 1.70 \text{ pg.}^2 \end{array}$$

Empleando la fórmula 2:

Para trabajar con esta fórmula se deben obtener los radios que son la mitad de los diámetros.

$$R = \frac{D}{2} = \frac{2.850}{2} = 1,425 \text{ pg.}$$

$$r = \frac{d}{2} = \frac{2.440}{2} = 1.220 \text{ pg.}$$

Datos:

Formula

Sustitución:

$$\begin{array}{l} \Pi = 3.1416 \\ R = 1.425 \text{ pg.} \\ R = 1.220 \text{ pg.} \end{array} \quad \begin{array}{l} \Pi \times (R^2 - r^2) \end{array} \quad \begin{array}{l} 3.1416 \times (1.425^2 - 1.220^2) \\ 3.1416 \times (2.031 - 1.488) \\ 3.1416 \times 0.543 = 1.70 \text{ pg}^2 \end{array}$$

Resultado:

El área de la corona circular es de 1.70 pg²

1.5 VOLUMENES

PRINCIPIO DE ARQUÍMEDES

Es la ley física que establece que cuando un objeto se sumerge total o parcialmente en un líquido, éste experimenta un empuje hacia arriba igual al peso del líquido desalojado. La mayoría de las veces se aplica al comportamiento de los objetos en agua, y explica por qué los objetos flotan y se hunden y por qué parecen ser más ligeros en este medio. El concepto clave de este principio es el 'empuje', que es la fuerza que actúa hacia arriba reduciendo el peso aparente del objeto cuando éste se encuentra en el agua.

Por ejemplo, si un bloque metálico que posee un volumen de 100 cm^3 se hunde en agua, desplazará un volumen similar de agua cuyo peso aproximado es 1 N . Por tanto, el bloque parecerá que pesa 1 N menos.

Un objeto flota si su densidad media es menor que la densidad del agua. Si éste se sumerge por completo, el peso del agua que desplaza (y, por tanto, el empuje) es mayor que su propio peso, y el objeto es impulsado hacia arriba y hacia fuera del agua hasta que el peso del agua desplazada por la parte sumergida sea exactamente igual al peso del objeto flotante. Así, un bloque de madera cuya densidad sea $1/6$ de la del agua, flotará con $1/6$ de su volumen sumergido dentro del agua, ya que en este punto el peso del fluido desplazado es igual al peso del bloque.

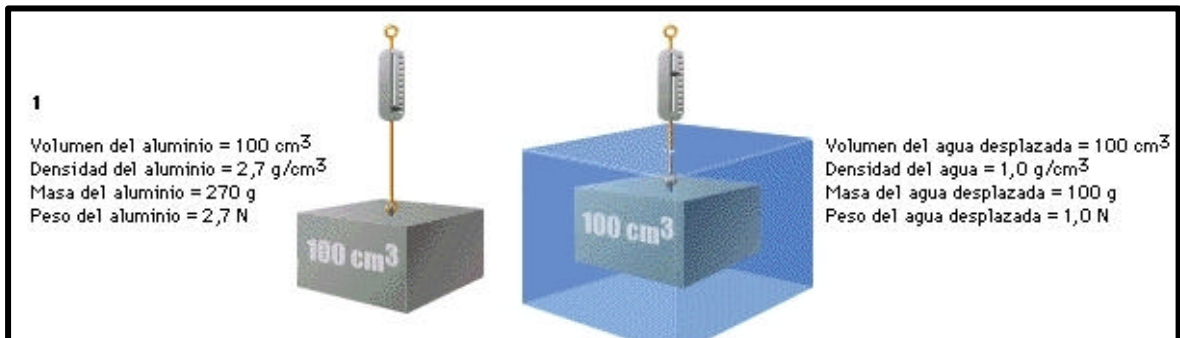
Por el principio de Arquímedes, los barcos flotan más bajos en el agua cuando están muy cargados (ya que se necesita desplazar mayor cantidad de agua para generar el empuje necesario).

Además, si van a navegar en agua dulce no se pueden cargar tanto como si van a navegar en agua salada, ya que el agua dulce es menos densa que el agua de mar y, por tanto, se necesita desplazar un volumen de agua mayor para obtener el empuje necesario. Esto implica que el barco se hunda más.

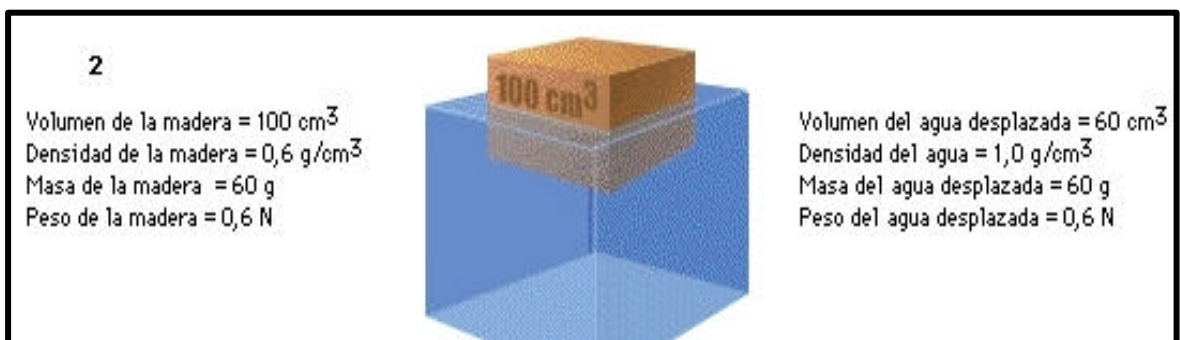
Al sumergirse parcial o totalmente en un fluido, un objeto es sometido a una fuerza hacia arriba, o empuje. El empuje es igual al peso del fluido desplazado.

Esta ley se denomina principio de Arquímedes, por el científico griego que la descubrió en el siglo III antes de nuestra era. Aquí se ilustra el principio en el caso de un bloque de aluminio y uno de madera.

(1) El peso aparente de un bloque de aluminio sumergido en agua se ve reducido en una cantidad igual al peso del agua desplazada.



(2) Si un bloque de madera está completamente sumergido en agua, el empuje es mayor que el peso de la madera (esto se debe a que la madera es menos densa que el agua, por lo que el peso de la madera es menor que el peso del mismo volumen de agua). Por tanto, el bloque asciende y emerge del agua parcialmente - desplazando así menos agua - hasta que el empuje iguala exactamente el peso del bloque.



VOLUMEN

Es la medida del espacio que limita a un cuerpo

El volumen se mide en unidades cúbicas m³, pies³, pg³, etc.

Por ejemplo 1 m³ es el volumen que abarca un cubo de 1 m por lado

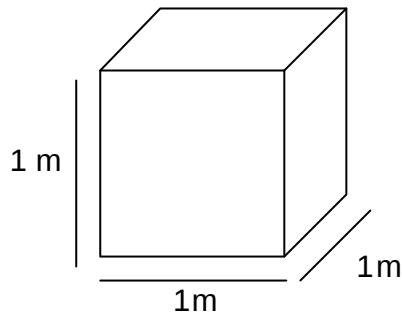
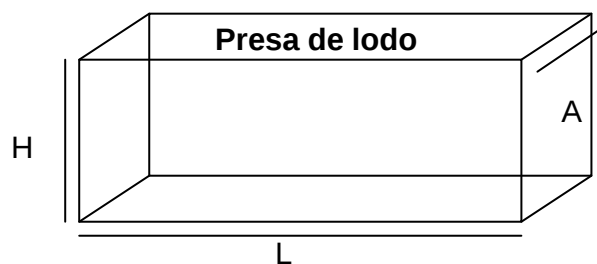


FIG 6

Con el objeto de conocer la capacidad de volumen de algunos de los equipos de perforación, a continuación se dan las formulas para calcular los volúmenes de diferentes cuerpos geométricos.



Determinar el volumen de lodo de una presa que tiene: 11.00 m de largo 2.20 m de altura y 2.10 m de ancho.

Ejemplo:

Donde:

Formula: Volumen = L X A X H = m³

L = Largo

A = Ancho

H = Alto

Volumen = 11.00 x 2.20 x 2.10 = 50.8 m³

CILINDRO CIRCULAR RECTO



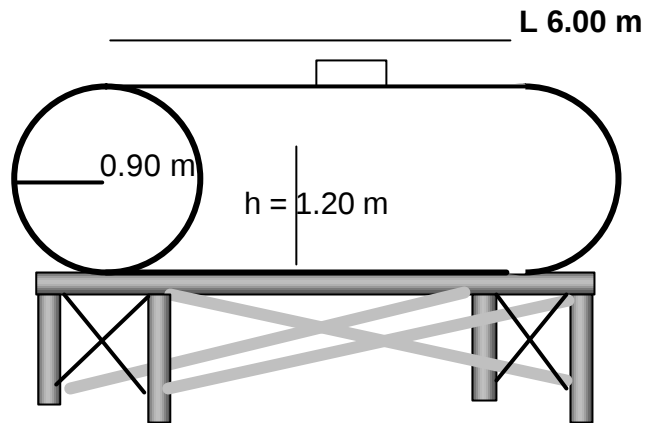


FIG. 8 TANQUE DE DIESEL

Formula = $\Pi \times r^2 \times L =$

Donde:

$\Pi = 3.1416$

$r^2 =$ Radio al cuadrado

$L =$ Largo

Ejemplo:

Calcular el volumen de un tanque horizontal de diesel que mide 0.90 m de radio y 6.00 m de largo.

Volumen = $3.1416 (0.90)^2 \times 6.00 = 15.2 \text{ m}^3$

Formula para calcular el volumen de fluido contenido en un tanque cilíndrico de forma horizontal a determinada altura, con la figura del ejemplo anterior calcular el volumen de diesel con una altura de 1.20 m.

Formula:

$$V = 1.33 \times h^2 \times L \quad \sqrt{0.608}$$

h

Donde:

V = Volumen de un tanque cilíndrico en m³

h = Altura del nivel del tanque, en m.

L = Largo del tanque en m.

Ejemplo:

Calcular el volumen del tanque que se encuentra en posición horizontal, con los siguientes datos:

Largo = 6.00 m

Diámetro = 1.80 m

Altura del nivel del combustible = 1.00m 1.20m

$$V = 1.33 \times 1.20^2 \times 6.00 \times \left[\frac{1.80}{1.20} - 0.608 \right]$$

$$V = 1.33 \times 1.44 \times 6.00 \times 1.5 \times 0.608$$

$$V = 1.33 \times 1.44 \times 6.00 \times 0.9444 = 10.8 \text{ m}^3$$

$$V = 10.8 \text{ m}^3$$

CUERPO ELIPTICO

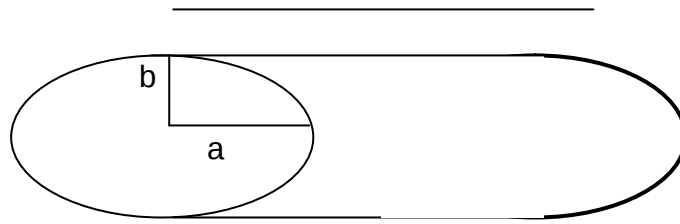


FIG. 9 TANQUE ELÍPTICO DE DIESEL

Formula

$$V = \Pi \times a \times b \times l$$

Donde:

$$\Pi = 3.1416$$

a = semieje mayor

b = semieje menor

l = longitud

Ejemplo:

Determine el volumen de un tanque con los siguientes datos.

$$\Pi = 3.1416$$

$$a = 1.20 \text{ m}$$

$$b = 0.80 \text{ m}$$

$$l = 5.5 \text{ m}$$

Aplicando la formula $V = \Pi \times a \times b \times l$

$$V = 3.1416 \times 1.20 \times 0.80 \times 5.5 = 16.58 \text{ m}^3$$

Convirtiéndolo a litros se multiplica por 1000

$$16.58 \times 1000 = 16580 \text{ lt}$$

1.6 PRESION

Es la fuerza ejercida perpendicularmente a una superficie por: un fluido, el peso o empuje de un sólido, etc.

Para conocer la presión que ejerce una fuerza sobre una superficie o área se utiliza la siguiente formula:

$$P = F / A \text{ en donde}$$

P = Presión
F = Fuerza
A = Área

Por consiguiente

$$\text{Presión} = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Área}}$$

Las unidades y símbolos en las que se expresa la presión son:

SISTEMA METRICO DECIMAL	SISTEMA INGLES
kilogramo / centímetro cuadrado kg / cm ²	libras / pulgadas cuadradas lb / pg ²

FACTOR DE CONVERSIÓN

$$\text{kg / cm}^2 \quad \text{a} \quad \text{lb / pg}^2 \quad \longrightarrow \quad \mathbf{14.22}$$

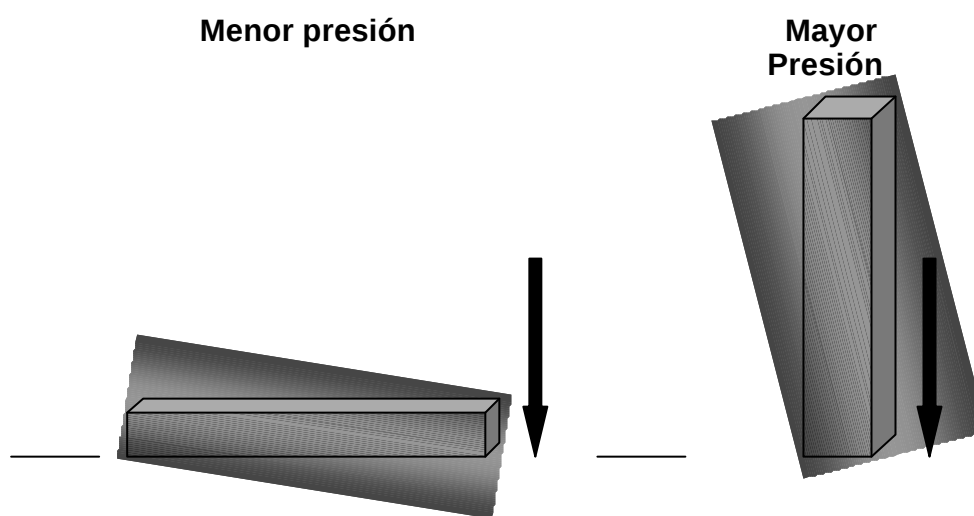
FACTOR DE CONVERSION

$$\text{lb / pg}^2 \quad \text{a} \quad \text{kg / cm}^2 \quad \longrightarrow \quad \mathbf{0.0703}$$

APLICACIONES

Se coloca sobre un plano horizontal un tablón que mide 10.16 cm de espesor, 30.48 cm. de ancho y 3.66 m de largo; primero se apoya sobre la cara más grande y después sobre un extremo.

Si la superficie en que se apoya es muy blanda, evidentemente que el primer caso no se encajará mucho por que el peso se distribuye sobre un área muy grande. En el segundo caso sí se hundirá más puesto que su peso se concentra sobre un área pequeña, tal como se aprecia en la siguiente figura.



Considere que el tablón pesa 68 kg. en la posición 2 (Fig. 1). Este descansa sobre un área de 309.67 cm².

Formula

$$P = F / A$$

Sustitución

$$P = \frac{68 \text{ kg}}{309.67 \text{ cm}^2} = 0.219 \text{ kg / cm}^2$$

$$P = 0.219 \text{ kg / cm}^2$$

En la posición 1, el tablón descansa sobre un área de 3718.56 cm² ¿Qué presión ejerce?

Formula

$$P = F / A$$

Sustitución

$$P = \frac{68 \text{ kg}}{3718.56 \text{ cm}^2} = 0.0183 \text{ kg / cm}^2$$

$P = 0.0183 \text{ kg / cm}^2$

¿Que presión ejerce un mástil sobre sus apoyos dos gatos de tornillo con total de 91.20 cm² cuando su estructura pesa 5 toneladas con una carga adicional al gancho de 30 ton?

Datos

$$\text{Área} = 91.20 \text{ cm}^2$$

$$\text{Fuerza} = 35 \text{ ton}$$

Formula

$$P = \frac{F}{A}$$

Sustitución

$$P = \frac{35 \text{ ton} \times 1000}{91.20 \text{ cm}^2} = \frac{35000 \text{ kg}}{91.20 \text{ cm}^2} = 383.7 \text{ kg / cm}^2$$

$P = 383.7 \text{ kg / cm}^2$

Si se requiere conocer cual es la presión ejercida en lb / pg² se utiliza el factor de conversión 14.22

$$383.7 \text{ kg / cm}^2 \times 14.22 = 5456 \text{ lb / pg}^2$$

$$P = 5456 \text{ lb / pg}^2$$

Con este ejemplo se observa que en la instalación de un mástil, es ineludible acondicionar una base con una área lo suficientemente grande donde se colocará la vigueta.

CAPITULO 2**YACIMIENTOS Y GRADIENTES DE PRESION**

2.1 ORIGEN Y CLASIFICACION DE LOS ROCAS

HISTORIA DE LA TIERRA

La ciencia que estudia la tierra y su evolución es la geología. La tierra esta formada por una gran variedad de materiales como aire, agua, hielo, minerales, rocas y organismos vivos. Los movimientos relativos de estos materiales por agentes tales como el viento, la lluvia, los ríos, las olas, crecimiento de los organismos y la actividad volcánica, ocasionan todos los cambios en la corteza terrestre.

Estos cambios comprenden la formación de nuevas rocas a partir de otras antiguas, estructuras nuevas en la corteza y nuevas distribuciones de mares y continentes, montañas y llanuras. El paisaje actual es solamente la última fase de una serie de variadísima e infinita de paisajes terrestres y marinos.

Es por eso que una roca no es sólo un conjunto de minerales, sino que es una página de la autobiografía de la tierra; dispuestas en orden apropiado, estas páginas engloban la historia de la tierra.

Se considera que la tierra se formó junto con el sistema solar, a partir de la condensación de polvo cósmico, hace aproximadamente cinco millones de años, pasando por una etapa de fusión inducida por la comprensión gravitacional y el desprendimiento de energía de elementos radioactivos.

Con el transcurso del tiempo geológico (millones de años), al irse enfriando la tierra, se solidificó el material fusionado (magma) dando origen a las rocas ígneas que formaron la corteza terrestre. Simultáneamente se liberaron masas de vapor y gases que construyeron la atmósfera, generándose lluvias torrenciales que formaron los océanos.

El movimiento del agua, removi6 partículas de roca, arrastrándolas a los lugares más bajos. A este proceso se le llamo *erosión* el cual también se debe a la acción del viento, a la formación de glaciares (hielo) y cambios de temperatura.

Finalmente, las partículas o detritos derivados de las rocas ígneas fueron transportados y acumulados, proceso que se conoce como *sedimentación*. En la figura 1 puede observarse como ciertos bloques de rocas ígneas se han desgastado

de sus formas originales (líneas punteadas) y entre estos bloques aparece un valle parcialmente lleno con los sedimentos resultantes.



Fig. 1. Valle de sedimentos formada por la erosión.

La figura 2 no muestra el corte de nuestro planeta en donde se representa el núcleo magnética, el núcleo exterior, el manto y la denominada corteza terrestre también llamada litosfera que tiene aproximadamente 50 Km. de espesor.

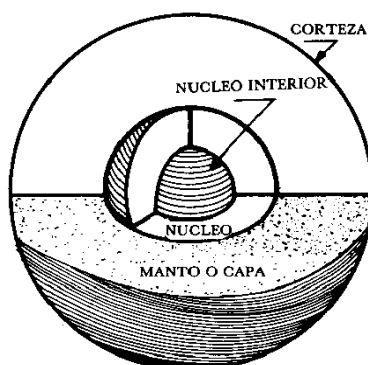


Fig. 2.- Corte transversal de la tierra

A continuación se anotan algunos datos numéricos de la tierra:

Diámetro Ecuatorial-----	12,757 Km.
Diámetro Polar-----	12.714 Km.
Longitud del Meridiano Polar-----	40,077 Km.
Superficie total-----	510 Millones de km ²
Superficie cubierta por mares-----	361 Millones de km ² (70.78%)
Superficie de tierra emergida-----	149 Millones de km ² (29.22%)
Mayor altura conocida-----	8,882 m. sobre el nivel del mar
Mayor profundidad marina conocida-----	- 10,480 m. bajo el nivel del mar

Como el libro de la tierra es inmensamente largo, se ha clasificado su contenido, del mismo modo que un libro extenso se divide en volúmenes, secciones y párrafos; así se dividen los intervalos correspondientes de tiempo, o sea:

Divisiones de un libro:

Historia de la tierra	Volumen	Capítulo	Sección	Párrafo
Intervalos de tiempo	Era	Periodo	Época	Edad

La Tabla 1 representa la llamada Escala Geológica del Tiempo, la cual nos da la referencia general de la historia de la tierra y de la vida.

TABLA 1

ESCALA GEOLOGICA DEL TIEMPO

ERAS	PERIODOS	ESPEJOR MÁXIMO DE ESTRATOS EN METROS	DURACIÓN APROXIMADA EN AÑOS	VIDA CARACTERISTICA
CENOZOICA	CUATERNARIO			
	-Actual		25,000	Hombre Moderno
	-Pleistoceno	1,220	1,000,000	Hombre de la Edad Piedra
	TERCIARIO			
	-Plioceno	4,000	15,000,000	Mamíferos y plantas con flores
	-Mioceno	6,400	35,000,000	
	-Oligoceno	4,570	50,000,000	
	-Eoceno	4,270	70,000,000	
MESOSOICA	-Cretácico	19,500	120,000,000	Reptiles
	-Jurásico	6,100	150,000,000	
	-Triásico	7,620	190,000,000	
PALEOZOICA	-Pérmico	4,000	220,000,000	Anfibios y plantas primitivas
	-Carbonífero	12,190	280,000,000	Peces
	-Devónico	11,280	320,000,000	
	-Silúrico	4,570	350,000,000	Invertebrados y fósiles abundantes
	-Ordivícico	12,190	400,000,000	
	-Cámbrico	12,190	500,000,000	
PRECAMBRICA	-Proterozoico	Desconocidos	1750,000,000	Restos escasos de esponjas y algas
	-Arqueozoico	detalle		Sin evidencia fósil de vida
	-Eozoico	inmensamente grandes		
ORIGEN DE LA TIERRA			Por lo menos 5000,000,000	

CLASIFICACION DE LAS ROCAS

Las referencias que hicimos anteriormente de las rocas, son suficientes para mostrar que pueden dividirse en tres grandes grupos, de acuerdo a su origen:

- a) Rocas Ígneas
- b) Rocas sedimentarias
- c) Rocas metamórficas

La figura 3 muestra el ciclo evolutivo de las rocas.

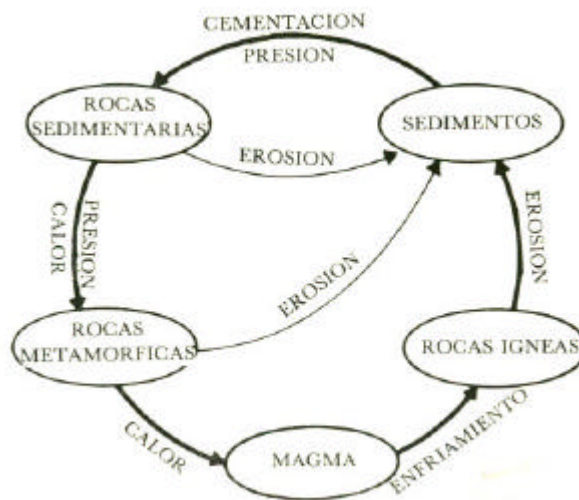


Fig. 3 Ciclo evolutivo de las rocas

- a) Rocas Ígneas.-ya se notó que por el enfriamiento de la tierra, la materia en estado de fusión dio origen a las rocas ígneas. Las erupciones volcánicas proporcionan una prueba espectacular de que el interior de la tierra se encuentra todavía caliente; básicamente un volcán es una grieta o apertura por la cual el magma procedente de las profundidades es lanzado a la superficie bajo la forma de corriente de lava, nubes explosivas de gases y cenizas volcánicas, dando lugar a enfriarse las rocas ígneas.
- b) Rocas sedimentarias.- Como producto de los procesos erosivos y por la acción de agentes de transporte como vientos, ríos y mares, así como la propia acción de la vía generadora de sedimentos orgánicos, se dio origen a las rocas sedimentarias.

Para la industria del petróleo estas rocas son las más importantes, ya que en ellas ocurre el origen, migración y acumulación de depósitos de hidrocarburos. Estas rocas se clasifican a su vez en:

- Clásticas
- Químicas
- Orgánicas

Las rocas *sedimentarias clásticas* son aquéllas formadas a partir de fragmentos o material clástico, compuesto por partículas de minerales o de otras rocas que ya existían previamente.

Las rocas *sedimentarias químicas* son las que se forman por la precipitación, evaporación de aguas salobres y reacciones químicas de sales disueltas.

Las rocas *sedimentarias orgánicas* son la que se forman por desechos orgánicos de plantas y animales.

TABLA 2

ROCAS SEDIMENTARIAS

CLÁSTICAS	QUIMICAS	ORGANICAS
Conglomerados	Caliza	Turba
Arenicas	Dolomita	Carbón
Limolitas	Arena	Diatomita
	Yeso	Calizas
Esquistos	Sal o anhidrita	

Estas rocas poseen dos propiedades importantes que son:

Porosidad
Permeabilidad

Porosidad.- Los espacios entre las partículas de una roca se denominan poros (figura 4), estos espacios pueden ser ocupados por fluidos como agua, aceite o gas, tal y como se observa en una esponja la cual puede contener líquidos o permanecer vacía sin variar su volumen total.

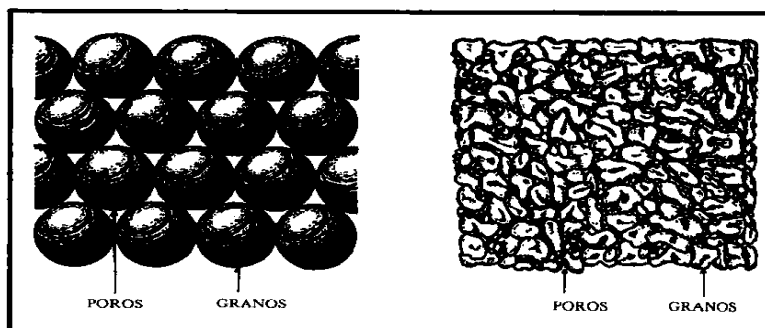


Fig. 4.- Porosidad de las rocas

En algunas rocas estos espacios pueden o no estar comunicados, lo cual es muy importante, ya que de estos depende que pueda existir flujo a través de la roca.

El volumen de poros entre el volumen total de la roca nos da una medida porcentual de la porosidad. Así por ejemplo, si tenemos una roca con un volumen de 10 cm³ y un volumen poroso de 2 cm³ el valor de su porosidad (ϕ) sería:

$$\phi = \frac{2 \text{ cm}^3}{10 \text{ cm}^3} = 0.2 = 20\% \text{ de porosidad}$$

Los valores más comunes de porosidad varían según el tipo y las características de las rocas en porcentajes de 5 a 25 %. Estas mediciones se hacen a partir de núcleos en laboratorios o indirectamente por medio de análisis de registros de pozos.

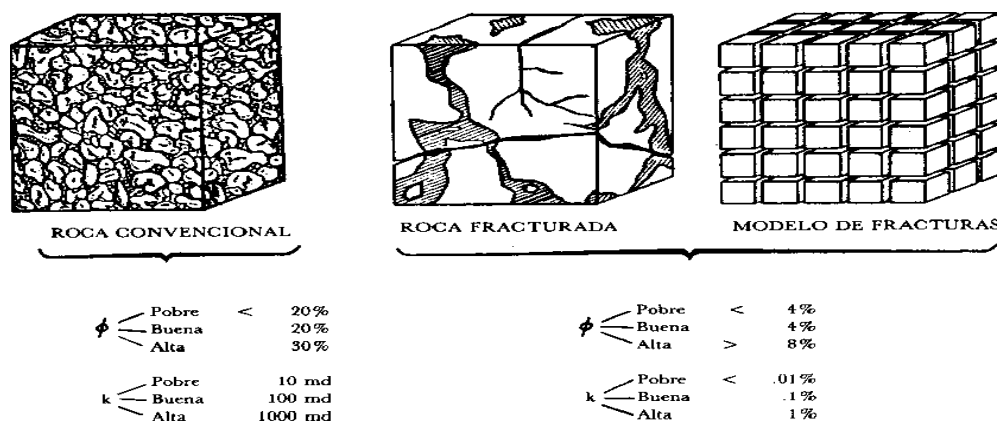


Fig. 5.- Porosidad y permeabilidades características de rocas en yacimientos comerciales

Se conoce como *porosidad primaria* la que se refiere a los espacios resultantes en la roca después de su proceso de sedimentación.

La *porosidad secundaria* de una roca es aquella resultante de fracturas, cavernas y otras discontinuidades en la matriz rocosa.

Permeabilidad.- La permeabilidad de una roca es la medida de su capacidad específica para que exista flujo a través de ella.

En la Industria petrolera la unidad que se usa para medir la permeabilidad es el *Darcy*.

Se dice que una roca tiene permeabilidad 1 Darcy si un gradiente de presión de 1 at/cm induce un gasto de 1 cm³/seg por cm² de área transversal, con un líquido de viscosidad igual a 1 centipoise (cp). Para fines prácticos se utiliza el milidarcy (md) que es la milésima parte de 1 Darcy.

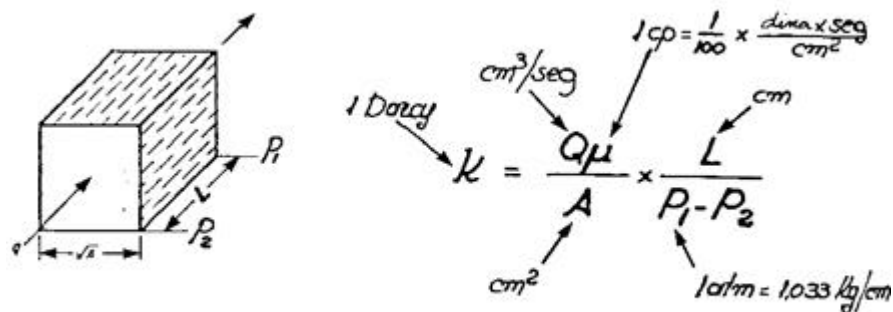


Fig. 6.- Definición de Darcy

- c) *Rocas metamórficas*.- Cuando las rocas de la corteza terrestre se encuentran bajo la influencia de presión por columnas de sedimentos, tracción por movimientos telúricos; elevadas temperaturas por actividad ígnea; reaccionan con cambios en la estructura y composición mineral, con lo cual llegan a transformarse en nuevos tipos de rocas que se les llama metamórficas.

Como se aprecia en el ciclo de las rocas, éstas pueden fundirse y volverse magma convirtiéndose al enfriarse en rocas ígneas, o pueden sufrir el proceso erosivo que las convierte en sedimentos.

COMPOSICIÓN MEDIA DE LAS ROCAS

	SÍMBOLO	NOMBRE	%
O		Oxígeno	46.71
	Si	Silicio	27.69
	Al	Aluminio	8.07
	Fe	Hierro	5.05
	Ca	Calcio	3.65
	Na	Sodio	2.75
	K	Potasio	2.58
	Mg	Magnesio	2.08
	Ti	Titanio	0.62
	H	Hidrógeno	0.14
		TOTAL	99.34%

EXPRESADA EN ÓXIDOS:

SiO ₂	Sílice	59.07
Al ₂ O ₃	Alúmina	15.22
Fe ₂ O ₃ /Feo	Óxidos de Hierro	6.81
CaO	Cal	5.10
Na ₂ O	Sosa	3.71
K ₂ O	Potasa	3.11
MgO	Magnesia	3.45
TiO ₂	Oxido de Titanio	1.03
H ₂ O	Agua	1.30
	TOTAL	98.80%

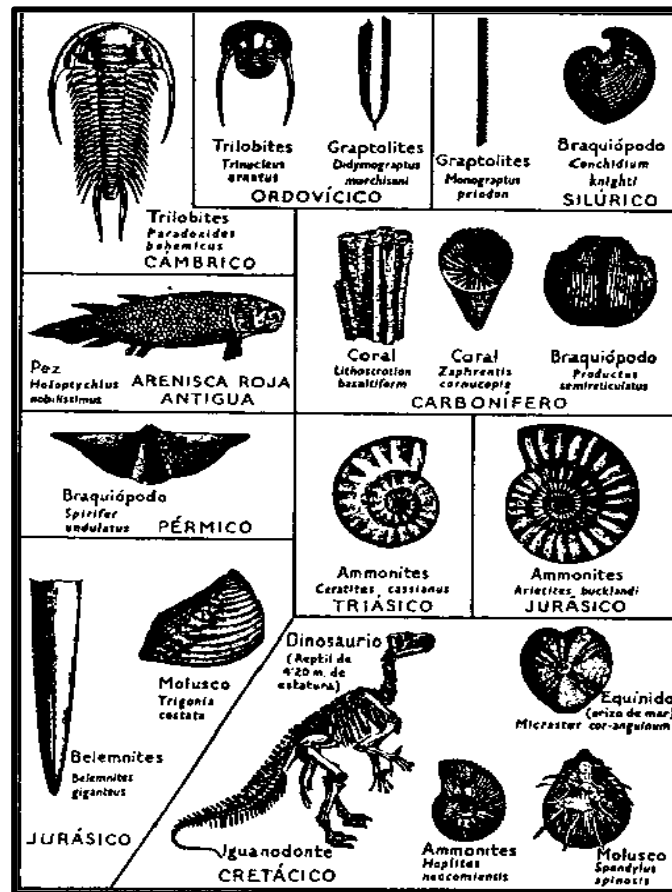
LA CLAVE DEL PASADO

Las rocas son también páginas del libro de la historia de la tierra; uno de los objetivos principales de la geología es descifrar estas páginas y colocarlas en el orden histórico apropiado, haciendo válida la frase de que “el presente es la clave del pasado”.

Por ejemplo la presencia de corales fósiles en una caliza o conchas de animales marinos, indica que tal caliza fue depositada en el fondo del mar y que lo que ahora es tierra, estuvo sumergido en el mar; la presencia de salinas señalan la primitiva existencia de mares continentales que se evaporaron por el calor solar.

Las rocas estratificadas se acumularon capa sobre capa a través del tiempo, es evidente que los estratos inferiores serán los más antiguos y los superiores los más jóvenes.

En realidad cada estrato contiene fósiles que vivieron en determinado intervalo de tiempo, por ellos es posible conocer la edad de las rocas. En todas partes, la sucesión de fósiles revela un gradual despliegue de diferentes formas de vida, y de este modo es posible seccionar el conjunto de rocas estratificadas en orden cronológico.



3. ORIGEN Y MIGRACION DEL PETROLEO

ORIGEN.- Petróleo (del latín *petra* = roca y *oleum* = aceite) es el termino general con el que se designan todos los hidrocarburos naturales, ya sean sólidos o gaseosos que se encuentran en las rocas

El petróleo se compone de una mezcla de hidrocarburos (compuestos de carbón e hidrógeno) diferentes, por lo general acompañados de pequeñas cantidades de compuestos de nitrógeno, azufre y oxígeno.

Siendo fluidos, el aceite y el gas se comportan muy análogamente a las aguas subterráneas; ocupan los intersticios o espacios porosos de rocas tales como arenas, areniscas y calizas cavernosas o fisuradas, en aquellos lugares en que estas *rocas almacén* están convenientemente encuadradas por rocas impermeables, de modo que el aceite quede encerrado entre ellas. Las acumulaciones en escala suficiente para compensar los gastos de explotación, se denominan yacimientos de gas y aceite.

El petróleo no conserva evidencia visible de su origen; básicamente se manejan dos teorías: la inorgánica y la orgánica.

La *inorgánica* sostiene que el aceite se formó por procesos volcánicos y químicos en la profundidad de la corteza terrestre, desplazándose, posteriormente, a través de las rocas porosas hasta acumularse en trampas naturales.

Lo *Teoría orgánica* es la más aceptada por los científicos, ésta afirma que el carbón e hidrógeno que forman el petróleo, provienen de restos de plantas y animales acumulados a través del tiempo geológico. A medida que se acomodaron los sedimentos, la acción de las bacterias junto con las condiciones de presión y temperatura dieron lugar a la formación de hidrocarburos

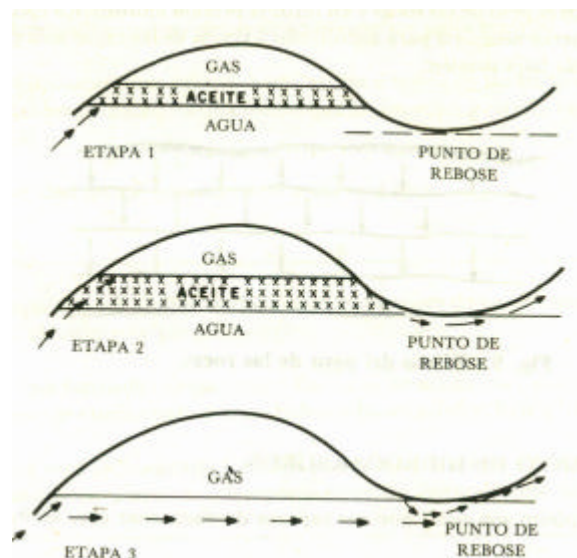


Fig. 8 Migración de hidrocarburos

MIGRACIÓN.- Por migración se entiende el movimiento de líquidos y gases del lugar donde se formaron (roca madre) y que viajan hacia la roca donde se puedan acumular (roca almacén)

La migración es un proceso continuo, una vez que los hidrocarburos son generados y expulsados de su lugar de origen, sin tomar en cuenta si se mueven a través de rocas porosas o por un sistema de fracturas.

Los esquemas sucesivos de la figura 8 muestran el movimiento de ellos.

En la etapa 1 se ilustra la estratificación del gas, aceite y agua arriba del punto de rebose de la trampa.

En la etapa 2 se muestra como los hidrocarburos llenan la trampa hasta el punto de rebose, causando que el aceite migre hacia arriba.

La etapa 3 señala como la trampa está llena de gas, éste se mueve debajo entrando en la trampa, pero un volumen igual se rebasa al mismo tiempo y el aceite se ha desviado completamente de la trampa.

De la interpretación anterior se deduce que deberá existir una barrera necesaria para impedir una migración, con objeto de tener una acumulación de hidrocarburos.

En algunos casos el peso de las rocas y en otros la presión hidrostática ejercida sobre los hidrocarburos, darán la fuerza necesaria para expulsarlos a través de las capas más porosas o fracturadas hacia regiones de más baja presión.

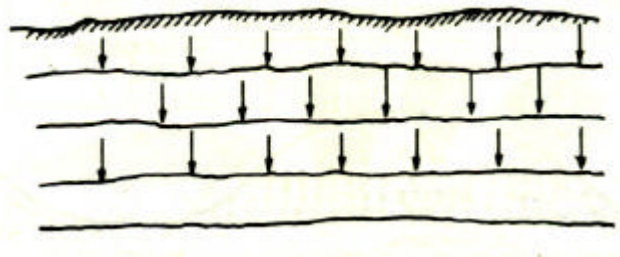


Fig. 9 Efecto del peso de las rocas

4. ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Las rocas de depósito son rocas porosas capaces de almacenar gas, aceite y agua.

Para que un depósito de hidrocarburos sea comercial debe tener suficiente espesor y espacio poroso, con el fin de que produzca los fluidos contenidos en una relación satisfactoria cuando se penetra al depósito a través de uno o varios pozos.

Las areniscas y las calizas son las rocas de acumulaciones más comunes.

La figura 10 muestra un yacimiento típico.

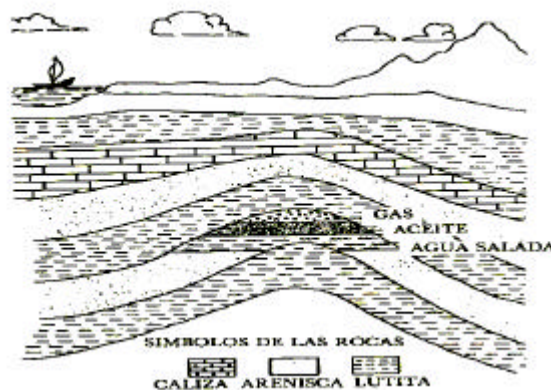


Fig. 10 Almacenamiento de hidrocarburos en arenas o areniscas

Aquí podemos observar como los tres fluidos del depósito, que son el gas, el aceite y el agua, por tener diferentes densidades ocupan determinados espacios en la trampa.

De esta forma los hidrocarburos migran hacia arriba a través de las rocas y a lo largo de muchos kilómetros; inevitablemente existirá una fuerza que los impulse, y en este caso es al agua salada quien la está ejerciendo.

A continuación se dan las características de las rocas.

La caliza es un tipo de roca sedimentaria, rica en carbonato de calcio, que la mayoría de las veces sirve como roca almacenadora para el petróleo.

La lutita es una roca formada por partículas finísimas de arcilla muy compactas entre sí. Los poros entre ellos son muy pequeños para que los hidrocarburos puedan fluir a través de los mismos.

La arenisca es una roca sedimentaria formada por granos de arena separados por la disgregación de las rocas preexistentes. Tienen muchos poros entre sí y normalmente con buena porosidad.

La porosidad es afectada adversamente por la compactación y cementación de los sedimentos. En las areniscas la porosidad se debe a la mezcla de distintos tamaños de granos y a la forma de empacarse.

A continuación se muestran dos formas de empacamiento de granos esféricos.

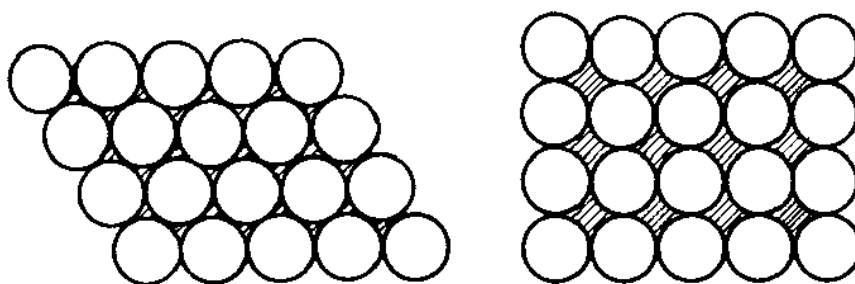


Figura 11.- Empacamiento de granos de arenisca

En la figura del lado derecho los granos están arriba unos de otros, mientras que en la del lado izquierdo cada grano se apoya en dos granos inferiores. Además aquí podemos observar que la del lado derecho tiene poros más grandes.

La compactación por sobre peso de las rocas aplastará a los granos de arena, dando como resultado una menor porosidad.

En los carbonatos (calizas), la porosidad y la permeabilidad están relacionadas con la sedimentación y con los cambios que han tenido lugar después de la acumulación.

La porosidad de una roca puede cambiar por procesos posteriores, por lo que las rocas pueden romperse y ser fracturadas por el asentamiento o movimiento de la corteza terrestre.

Las fracturas y las juntas pueden aumentar la porosidad de una caliza.

El agua disuelve a la caliza cuando no está saturada con minerales disueltos, fluyendo a través de la formación provocando que las fracturas y las juntas se hagan más grandes.

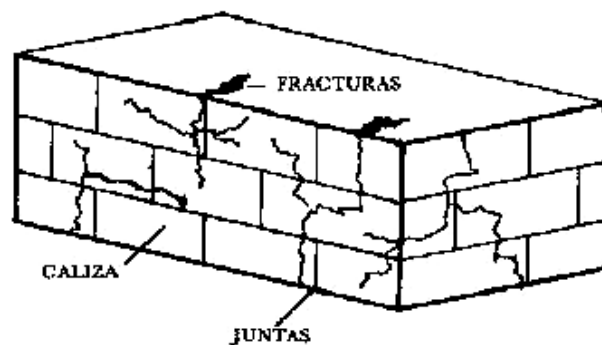


Fig. 12.- Bloque de caliza mostrando las juntas y fracturas

Las corrientes subterráneas que circulan a través de los poros de una caliza pueden aumentar mucho el tamaño de éstos al disolverse la roca. Estas corrientes aumentarán las fracturas, las juntas y los poros.

Con referencia a la primera tabla de clasificación de las rocas sedimentarias, descrita anteriormente, existe un proceso llamado **DOLOMITIZACION** que se presenta cuando la caliza cambia a **DOLOMITA**. Esta roca surge del proceso químico que sufre la caliza por el intercambio de sus partes de calcio por magnesio.

Así observamos que ciertas partículas de **DOLOMITA** reemplazan a las de caliza, produciendo espacios vacíos debido a que la partícula de **DOLOMITA** ocupa menos espacio que la de caliza.

Cuando muchas partículas de caliza son reemplazadas por partículas de **DOLOMITA**, se forman demasiados poros o espacios entre las partículas, resultando con esto un aumento en la porosidad, por lo que con la disolución, el fracturamiento y la **DOLOMITIZACION** de las rocas, la porosidad resulta mayor que la original.

Esta porosidad original también puede disminuir cuando el agua está saturada con minerales disueltos, depositándolos cuando fluye por los poros de la roca.

Algunos yacimientos que originalmente tienen buena porosidad pueden llegar a obstruirse con residuos precipitados o deposiciones, que llenarán los poros disminuyendo la producción.

También si una roca tiene pocas aberturas o poros, éstos no estarán comunicados, por lo que tendrán poca permeabilidad (figura 13)

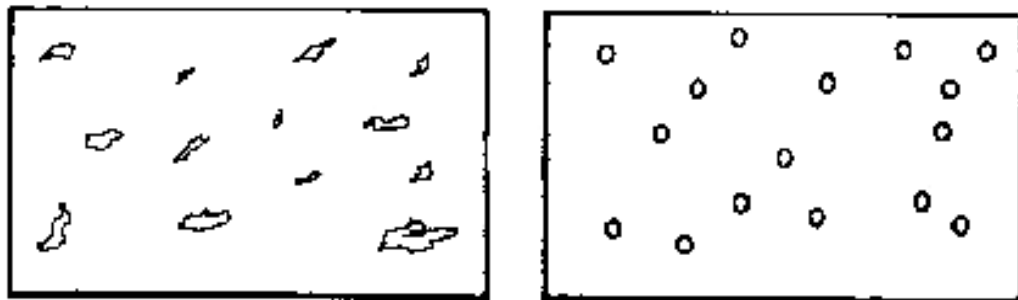


Fig. 13.- Poros incomunicados

La acumulación de hidrocarburos debe tener en su parte superior e inferior una capa de material impermeable que impida la migración del aceite hacia otras capas superiores.

Los factores que afectan la porosidad, también afectan la permeabilidad, sin la cual los hidrocarburos no pueden fluir, migrar o moverse a través de las rocas. Ejemplo de esta son las lutitas, que a pesar de tener muchos poros; tienen poca permeabilidad por lo que estas formaciones no tienen porosidad.

5. ESTRUCTURAS GEOLÓGICAS

Las principales estructuras capaces de contener hidrocarburos se clasifican en:

ANTICLINAL.- En esta estructura, también llamada domo, la acumulación de aceite y gas es sustentada por agua en una trampa, teniendo de apoyo dos formaciones impermeables.

Los relieves de este tipo varían entre ciento y miles de metros. Muchos de ellos están acallados y el patrón puede ser sencillo o en extremo complejo. Algunos depósitos de petróleo se localizan en este tipo de estructuras.

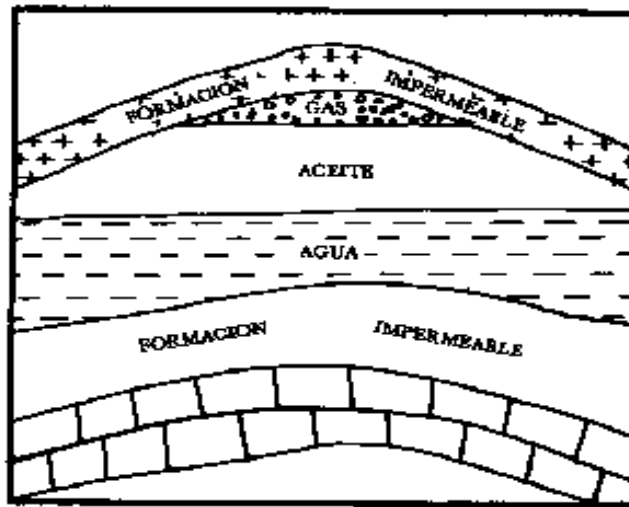


Fig. 14.- Estructura anticlinal

TRAMPAS POR FALLAS.- Fallas normales o de gravedad controlan la producción en gran número de yacimientos. Ocurren en donde los efectos de esfuerzos tensionales son dominantes.

Invariablemente los pozos que pasan por una falla normal perforan una sección sedimentaria anormalmente corta (figura 15)

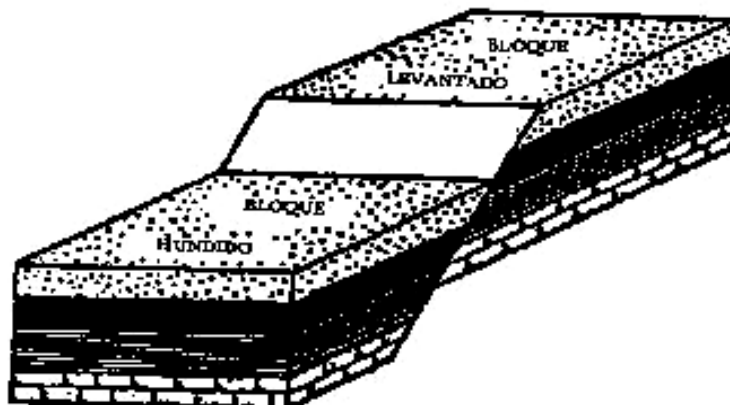


Fig. 15.- Falla Normal

Las fallas suelen dividir un yacimiento de depósitos separados o bloques de falla. Estas pueden ser paralelas, como muestra la figura 16, y cruzadas para formar trampas. También se desarrollan en grandes pliegues y pueden formar depósitos separados en estructuras mayores.

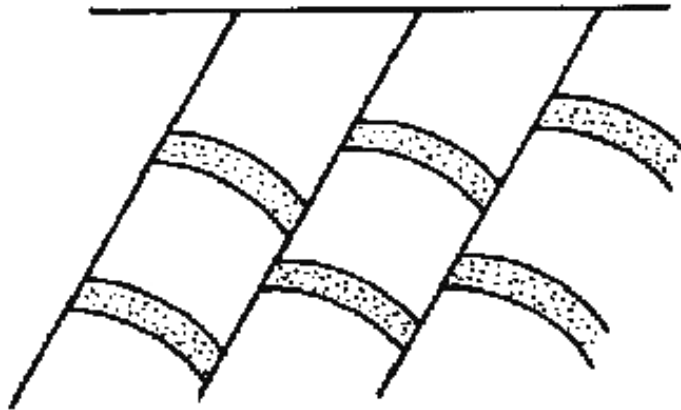


Fig. 16.- Fallas paralelas

Las fallas inversas ocurren ordinariamente en zonas que han sufrido compresión. Los pozos que pasan por estas fallas normalmente repiten la sección, pasando de capas antiguas por encima de la falla a capas más jóvenes por debajo de la misma. Este tipo de fallas sucede en flancos de montañas levantadas en donde la compresión horizontal influye principalmente en la formación de estructuras regionales.

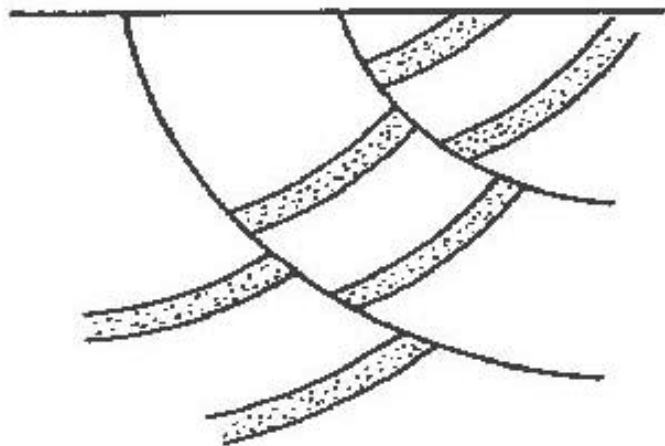


Fig. 17.- Falla inversa

ESTRATIGRÁFICA.- Se le llama así a la estructura o trampa que tiene un acuífero de una arena productiva atrapada por capas impermeables. Estas discordancias o periodos de erosión seguidos de depositación llegan a formar trampas ricas en hidrocarburos. Aunque la figura muestra una arenisca truncada, las discordancias pueden atrapar petróleo en calizas o en dolomitas.

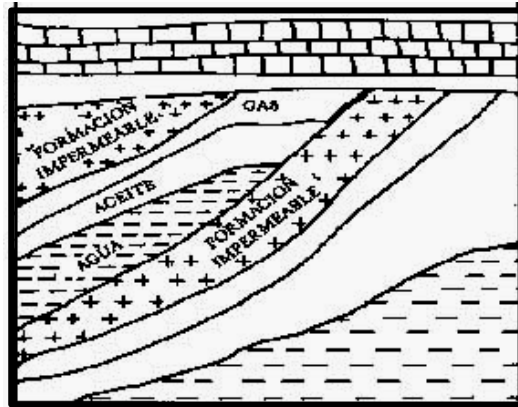


Fig. 18. Falla estratigráfica

- a) **DE CUÑA.-** Se forman cuando una arenisca porosa gradualmente se convierte en lutita o en caliza compacta. Estos adelgazamientos pueden ser vestigios de antiguos bancos y extenderse en muchos kilómetros a lo largo de una faja angosta, en el límite de buzamiento, arriba de la arenisca.

Aunque son cuñas estratigráficas pueden tener pliegues y fallas influyentes en el control de la producción.

Existen otras como la de la cuña de transplante, originada en antiguos litorales, donde la arenas mas recientes se extienden buzamiento arriba y cada arena es un yacimiento aparte, desarrollándose en varios rumbos, pudiéndose extender con la producción confinada a trampas o altos regionales.

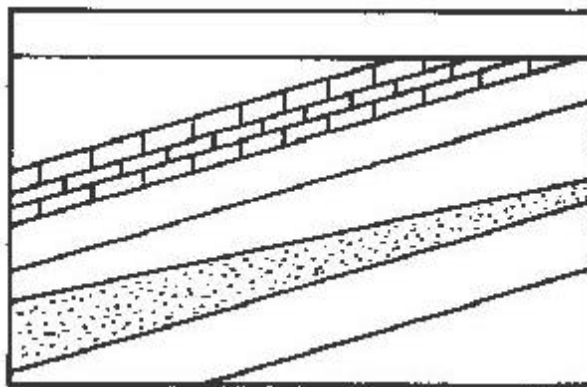


Fig. 19.- Trampa de cuña

- b) **DE CUÑA POR CAMBIO DE POROSIDAD-PERMEABILIDAD.-** Esta cuña estratigráfica ocurre donde una roca porosa y permeable cambia gradualmente en impermeable. Frecuentemente una dolomita no porosa se convierte en buzamiento arriba en caliza no porosa para formar la trampa.



Fig. 20.- Trampa por cambio de porosidad

ESTRUCTURAS SALINAS.- Están presentes a lo largo de la costa del golfo. El grupo o tapón salino ha salido por entre sedimentos superyacentes. La producción ocurre en muchas trampas diferentes donde suele haber fallas complejas.

La sal puede estar cubierta por roca caliza, yeso, azufre o anhidrita, y esta capa de roca puede ser productiva.

Un campo de domo presenta gran variedad de trampas. En muchos la sal o roca tapa, cuelga o sobre sale por los sedimentos invadidos. Las fallas complejas son típicas de domos salinos y atrapan el petróleo.

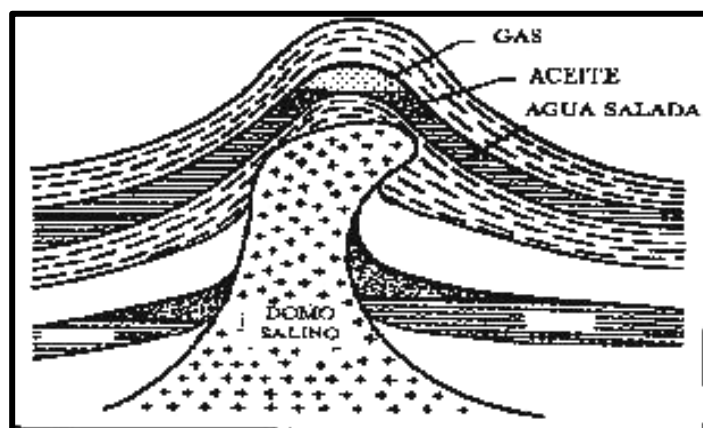


Fig. 21. Domo salino

2.2 INTERPRETACION DE LA COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE LOS PROGRAMAS DE PERFORACIÓN

COMPOSICION ESTATIGRAFICA DEL SURESTE MEXICANO BAHIA DE CAMPECHE GOLFO DE MEXICO

ERA	SISTEMA	SERIES	COMPOSICION LITOLOGICA
C E N O Z O I C A	T E R C I A R I O	HOLOCENO	ARENA BLANCA Y CRISTALINA DE GRANO FINO A MEDIO, SUBREDONDEADA DE BAJA CONSOLIDACION, FRAGMENTOS DE CONCHAS.
		PLEITICENO	ARENISCA GRIS YBLANCA DE GRANO GRUESO, FIRME Y CONSOLIDADA.
		PLIOCENO	ARENA/ARENISCA COMO LA DESCRITA ARRIBA, ABUNDANTES FRAGMENTOS DE CONCHAS, FRAGMENTOS ARCILLOSOS.
C E N O Z O I C A	T E R C I A R I O	MIOCENO SUPERIOR	LUTITA GRIS CLARO A GRIS VERDOSO, SUAVE, PLASTICA, MUY ARENOSA, LIGERAMENTE CALCAREA CON FRAGMENTOS DE CONCHAS.
			LUTITA GRIS, SUAVE A FIRME.
		MIOCENO INFERIOR	LUTITA GRIS-GRIS CLAROSUAVE A FIRME LIGERAMENTE CALCAREA, CON TRAZAS DE PIRITA Y CALIZA DOLOMITICA.
			LUTITA GRIS VERDOSO, SUAVE A FIRME, CALCAREA, BENTONITICA CON TRAZAS DE CALIZA/MUDSTONE: BLANCO, SUAVE.
			CALIZA/MUDSTONE, CREMA SUAVE A FIRME, ABUNDANTE CALCITA, LUTITA GRIS, GRIS OSCURO Y GRIS VERDOSO, PARCIALMENTE BENTONITICA, CALCAREA, CON TRAZAS DE CALIZA Y CALCITA.
			LUTITA GRIS VERDOSO DE FIRME A DURA, CALCAREA.
		EOCENO	LUTITA GRIS A CAFÉ ROJIZO DURA A FIRME, CALCAREA, TRAZAS DE LIMOLITA ROJA, FIRME, TRAZAS DE CALIZA.
		PALEOCENO	LUTITA CAFÉ ROJIZA-GRIS, DURA TRAZAS DE LIMOLITA Y DOLOMIA.
			BENTONITA: VERDE CLARO, SUAVE A FIRME.

BRECHAS			
M E Z O Z O I C O	C R E T A C I C O	CRETACICO SUPERIOR	CALIZA/MUDSTONE-WACKSTONE CAFÉ TABACO, FIRME A DURA-COMPACTA, BENTONITICA, MICROCRISTALINA, CON TRAZAS DE BENTONITA Y MARGA.
		CRETACICO MEDIO	DOLOMIA: GRIS Y CAFÉ OSCURO DURA, COMPACTA. CALIZA: PACKSTONE-GRAINSTONE, TRAZAS DE MUDSTONE, CREMA A CAFÉ, DURA CON TRAZAS DE PEDERNAL Y FRACTURAS SELLADAS CON CALCITA.
		CRETACICO INFERIOR	DOLOMIA/CALIZA: CAFÉ A CAFÉ CLARO, DURA COMPACTA.
		TITONIANO	CALIZA/PACKSTONE-WACKSTONE: CAFÉ A NEGRA, DURA.
		KINMERIDGIANO	CALIZA/DOLOMIA: CAFÉ OSCURO, DURA A COMPACTA, MICROCRISTALINA. LUTITA/LIMOLITA/BENTONITA/CALIZA/ARENISCA, ESTRATIFICACION MIXTA, SECCIONES DELGADAS.
		OXFORDIANO	ARENISCA ROJIZA, FIRME DE GRANO FINO, CONSOLIDADA POROZA.

TABLA ESTATIGRAFICA DE LA REGION NORTE
C.D. REYNOSA TAMAULIPAS

ERA	PERIODO	EPOCA		EDAD	GRUPO	SUBGRUPO	FORMACION	ZONA
C E N O Z O I C O	T E R C I A R I O	RECIENTE PLEISTOCENO					BEAMUN LISSIE	
		PLIOCENO					GOLIAD	
		MIOCENO					LAGARTO	Bigenerina Discorbis Textularia 13 A Bigenerina Humblei Cibicides carstensi Robululus 43 A
							OAKVILLE	
							CATAHOLUA	
		O L I G O E N O	T A R D I O					DISCORBIS HETEROSTEGINA MARGINULINA Idiomorfa M. vaginata M. howel
			M E D I O					Hanzawaia hazzardi Marginulina texana Nonion struma Nodosaria blanchi Anomalinoidea bilaterales
			T E M P R A N O				VICKSBURGO	T. seligi, T. warreni, T. miss Bulimina sculplilis Hoterolepa mexicana
		E O C E N O	T A R D I O		J A C K S O N		JACKSON SUPERIOR	Marginulina cocoaensis Bulimina jacksonensis Gr. Cerroazulensis Tr. Centrales Hankkenina alabamensis
							JACKSON MEDIO	Textularia hockleyensis
							JACKSON INFERIOR	Textularia diobellensis N. cockfieldensis Nummulites moodybranchensis
			M E D I O		C L A I B O R N E		YEGUA	Neoeponides guyabalensis Discorbis yeguaensis
						COOK MOUNTAIN	CROKETT SPARTA	Ceratocanaris stellata Ceratobulimina eximia Operculinoidea sabinensis
			T E M P R A N O		M O U N T S E L M A N		WECHES	Textularia smithvillensis
							QUEEN CITY	
		P A L E O C E N O			W I L C O X		RECKLAW	Cyclamina Caneriverensis T. degolyeri, E. elevatus
							CARRIZO	CYTHERIDEA SABINENSIS
							SABINETOWN	V. halcheligbeensis
								V. tuberculata
							ROCKDALE	D. washburni
							SEGUINE	
							WILLIS POINT	V. longiforma V. midwayana
							KINKAID	Tritaxia midwayensis R. pseudocostatus Rzhakina epigona

2.3 CLASIFICACION Y CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS

Las acumulaciones de los hidrocarburos se encuentran en lugares denominados **ESTRUCTURAS O TRAMPAS**, las cuales llegan a tener diferentes extensiones, por lo que se les conoce como yacimientos productores.

Se entiende por yacimiento a la porción de una trampa geológica que contiene los hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado, en la que los hidrocarburos ocupan los poros o huecos de la roca de depósito y están contenidos a alta presión y temperatura, dependiendo de la profundidad a la que se encuentra el subsuelo.

Los yacimientos productores se han agrupado considerando diversos factores, por lo que surgió la siguiente clasificación:

- a) Por el tipo de empuje
- b) Por el tipo de roca almacenadora
- c) Por el tipo de trampa estratigráfica
- d) Por el tipo de fluidos almacenados

POR EL TIPO DE EMPUJE

Para que la energía de unos yacimientos se manifieste y fluya naturalmente el aceite y el gas en la superficie, requiere de una energía o fuerza llamada empuje, existen diferentes tipos como son:

EMPUJE HIDRÁULICO.- Es el más efectivo ya que como usted puede observar en la figura 22 el agua ejerce una fuerza que hace que fluya el aceite y el gas hacia el pozo. Una gran parte del agua se filtra sobre la corteza terrestre a través de sus capas, formando ríos subterráneos.

La acción constante del agua en formaciones porosas y permeables ejercerá una fuerza sobre los hidrocarburos debido a la presión hidrostática.

Como ya se mencionó, es el empuje más efectivo y para mantener la presión del yacimiento es necesario controlar y regular el flujo de los fluidos que aporte, y así, recuperar el mayor porcentaje de producción en el sitio.

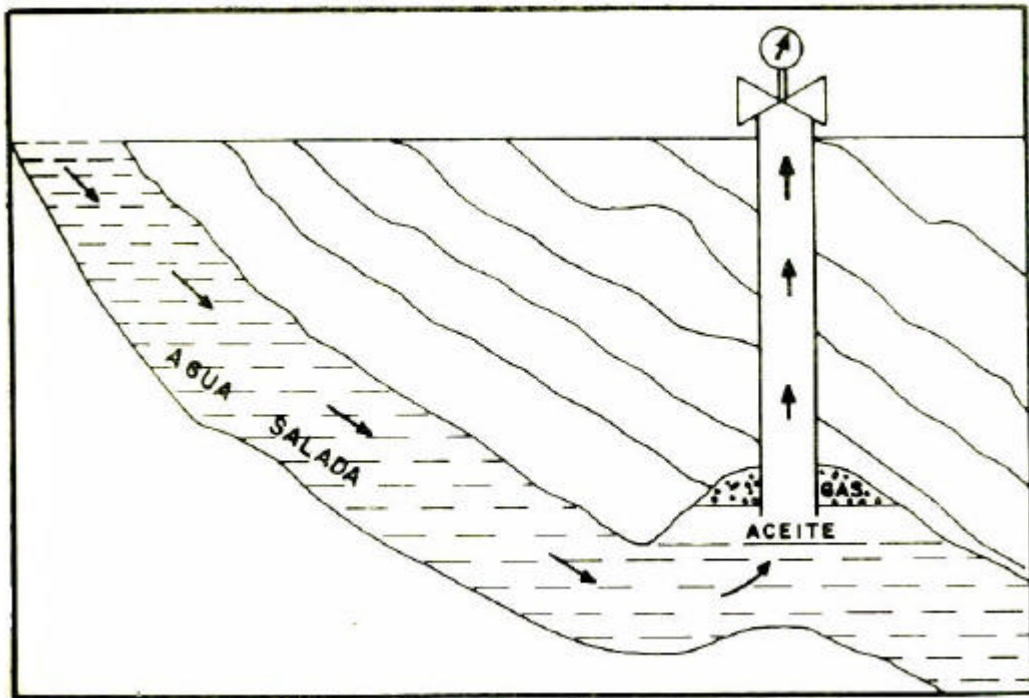


Fig. 22 Empuje hidráulico

EMPUJE VOLUMÉTRICO (por expansión de gas).- Aquí se muestra como la expansión del gas empuja el aceite hacia el pozo. A mayores profundidades aumentará la presión del gas y el aceite.

Existen áreas en donde se tiene pozos fluyendo por casquete de gas, lo que significa que la fase de gas libre queda supuesta a una zona de aceite dentro de la formación productora; conforme fluya el aceite, bajará el nivel del casquete de gas expandiéndose la presión. Por esta circunstancia, es recomendable en este tipo de yacimiento cuidar la energía principal evitando hasta donde sea posible su agotamiento prematuro.

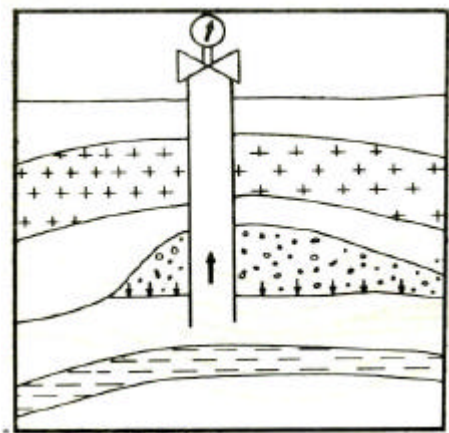


Fig. 23 Empuje volumétrico

EMPUJE MIXTO.- En este tercer tipo se combinan los dos anteriores (hidráulico y volumétrico) siendo el flujo de hidrocarburo por gravedad hacia el pozo. Escasos yacimientos dependen de este empuje por ser menos efectivos. El agua no interviene en forma preponderante en este tipo, sino que comúnmente operan tanto las fuerzas de empuje de gas como las del agua. En estudios de gabinete con base en conocimiento y experiencia, puede analizarse justamente y resolver cuál es la fuerza dominante.

POR EL TIPO DE ROCA ALMACENADORA

Arenas o areniscas.- Cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos de materiales. Pueden ser arenas limpias o sucias, ésta con cieno, lomo, lignita, bentonita, etc.

Calizas detríticas.- Formadas por la acumulación de fragmentos de calizas y dolomitas.

Calizas porosas cristalinas.- La cual su porosidad se debe principalmente al fenómeno de disolución.

Calizas fracturadas.- Que como su nombre lo indica, la porosidad es debida a la presencia de fracturas.

Calizas oolíticas.- Cuya porosidad se debe a la textura oolítica, con intersticios no cementados o parcialmente cementados.

POR EL TIPO DE TRAMPA ESTRATIGRÁFICA

- Estructuras como los anticlinales
- Por fallas o por penetración de domos salinos
- Estratigráficas, debido a cambios de fases o discordancias.

Desde que se formó la tierra, su corteza ha tenido movimientos hacia arriba, hacia abajo, o bien horizontal ininidad de veces.

La mayor parte de las capas de roca no son lo bastante fuertes para resistir estos movimientos, y por lo tanto se deforman. Esta deformación es el doblar de las capas en forma de pliegues, como se ilustra en la figura 24.

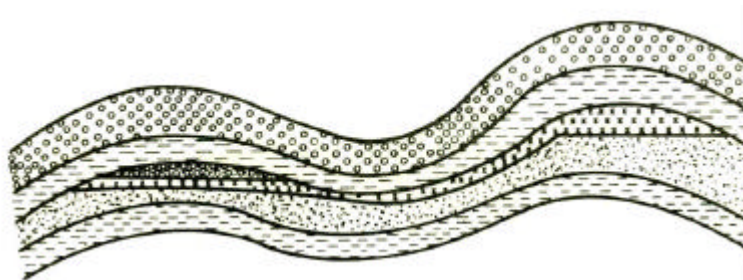


Fig.24 Pliegues estratigráficos

Estos pliegues varían de tamaño, desde pequeñas arrugas hasta grandes arcos. Los dobleces hacia arriba se llaman *anticlinales* y los dobleces hacia abajo se llaman *sinclinales*.

Durante los movimientos de la tierra todas las rocas se fracturan y forman grietas. Las capas de roca de un lado de la fractura que se desplazan en relación con otros lados, se llaman fallas.

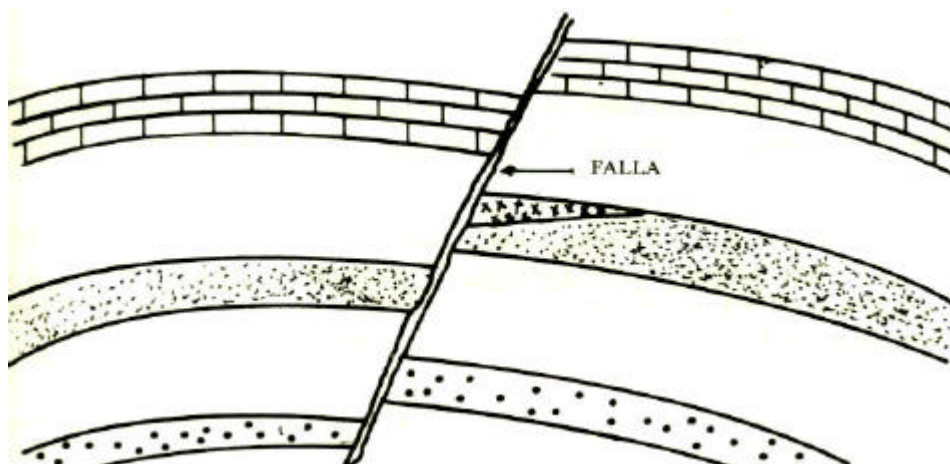


Fig. 25 Falla estratigráfica

2.4 CARACTERISTICAS DE UN YACIMIENTO

Yacimiento de aceite y gas disuelto. Todos los yacimientos de aceite contienen gas disuelto cuando la presión inicial es mayor que la presión de saturación. El gas original se encuentra disuelto en aceite.

Yacimientos de aceite, gas disuelto y gas libre. Algunos yacimiento tiene gas libre desde el principio de su explotación, en éstos la presión inicial es menor que la presión de saturación.

Yacimientos de gas seco. Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición, son tales que durante su vida productiva, el gas dentro del yacimientos está en una sola fase, pero en la superficie se recupera en dos fases.

Yacimiento de gas húmedo. Sucede cuando las condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva, el gas dentro del yacimiento está en una solo fase, pero en la superficie se recupera en una fase.

Yacimiento de gas y condensado. Por sus condiciones originales de presión, temperatura y composición, en cierta etapa de su explotación, se presentará el fenómeno de condensación retrógrada y desde luego la producción en la superficie será en dos fases.

En yacimientos de aceite saturado, su presión es menor que la presión de saturación y arriba de esta presión todo el gas se encuentra disuelto en el aceite (como en los yacimientos de aceite y gas disuelto).

En yacimientos de aceite bajo saturado, la presión original es igual o mayor que la presión de saturación. El gas presente puede estar libre (disperso o acumulado en el casquete) y disuelto.

RESUMEN

A través del presente capítulo usted ha podido estudiar la evolución de la tierra en las diferentes etapas por las que ha pasado, y con base en esto, la formación de las rocas, se dividen en:

- Ígneas
- Sedimentarias
- Metamórficas

Se han revisado las dos teorías principales acerca del origen del petróleo, siendo la más aceptada por los científicos la teoría orgánica, así como la migración de éste y el almacenamiento de hidrocarburos en las estructuras de las rocas sedimentarias.

Ha podido identificar los tipos de trampas donde se encuentran contenido los hidrocarburos y distinguir las fuerzas primordiales de empuje que tiene los yacimientos, para que el gas y el aceite fluyan hasta la superficie. Recuerde que el empuje de agua o hidráulico es el más efectivo mientras se controlen los regímenes de flujo de los pozos explotados en cada yacimiento.

2.5 DETERMINACIÓN DE LOS GRADIENTES: DE FORMACIÓN, DE FRACTURA, SOBRECARGA E HIDROSTÁTICA

La búsqueda de hidrocarburos a obligado a perforar a mayores profundidades. Esto exige a la industria petrolera retos cada vez mayores y difíciles de vencer. Entre estos retos, se encuentra la determinación adecuada de la densidad del lodo para atravesar las diferentes capas terrestres, la determinación del asentamiento de la tubería de revestimiento y la geometría del pozo.

El conocimiento exacto de los gradientes de formación y fractura, juegan un papel de gran importancia en las operaciones de perforación y terminación de pozos. Constituyen la base fundamental para la óptima programación del fluido de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento para mantener el control del pozo. Con programas de perforación bien planeados se reduce el daño causado por el fluido a las formaciones productoras, se aumenta al máximo el ritmo de penetración y se disminuyen considerablemente los problemas provocados por un mal asentamiento de las tuberías de revestimiento, especialmente en zonas con presión anormal donde la presión de formación puede estar muy cerca de la de fractura. Por lo que, el entendimiento del origen, la detección y evaluación de las presiones de formación y de fractura es sumamente importante, especialmente en la perforación de tipo exploratorio.

El método mas efectivo para planear la perforación de un pozo y determinar como se llevara el control mientras se perfora, es construir un perfil de presiones. En el perfil se comparan las relaciones entre la presión de formación, el gradiente de fractura, y la densidad del fluido a utilizar durante la perforación. Tiene mas relevancia cuando se trata de un pozo sobre presionado.

El conocimiento de ciertos principios geológicos y leyes físicas es útil para comprender el estudio de presiones anormales. Sin embargo, la interpretación real de los datos generados durante la perforación y aquellos obtenidos de los registros geofísicos, esta basada principalmente en la experiencia. Por ello la interpretación práctica de datos de campo nos dará la mejor evaluación de los gradientes de formación y fractura.

En los últimos años, se an desarrollado varios métodos y softwares para la estimación de los gradientes de presión y de fractura, los cuales son la base fundamental para seleccionar en forma adecuada las zonas de asentamiento de las tuberías de revestimiento y determinar las densidades del fluido de perforación para las diferentes etapas del pozo.

La existencia de formaciones geológicas altamente presurizadas en el subsuelo ha causado severos problemas durante la perforación y terminación de pozos en muchas áreas petroleras del mundo. En ocasiones han generado la contaminación del entorno ecológico, la perdida de vidas humanas, la pérdida de reservas de hidrocarburos y grandes erogaciones económicas para su control y la forma para remediar los daños causados.

En nuestro país, las formaciones con presiones anormales se encuentran en un rango de edades geológicas que van desde el Terciario hasta el Jurásico, en profundidades de unos cuantos metros hasta mas de 5 mil en zonas tanto terrestres como costa fuera.

En la actualidad, con la explotación de los horizontes productores y una baja importante en la presión de los mismos, ha tenido un impacto importante en las zonas de transición que separan las zonas sobrepresionadas de las productoras, en donde muchas veces se presentan perdidas de circulación y obligan a la cementación de tuberías de revestimiento que se encuentran fuera de programa. Con el conocimiento del comportamiento que presentan los pozos, se a logrado atenuar la problemática descrita. Sin embargo, es evidente que se requiere una actualización y divulgación efectiva de los conocimientos necesarios para controlar este tipo de problemas.

Cabe mencionar que los cambios de presiones están ligados –entre otros casos- a cambios de temperatura y permeabilidad de los yacimientos, atribuibles a cambios mineralógicos de las formaciones y por consiguiente, a cambios laterales o verticales de facies y planos de falla.

GRADIENTE DE FORMACIÓN Y DE FRACTURA

Las propiedades de las formaciones lutíticas se utilizan para predecir y estimar la magnitud de las presiones anormales en las formaciones debido a sus características, y además constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas petroleras.

Debido a que los estratos lutíticos son notablemente sensibles a los procesos de compactación, estos an constituido una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión. Cuando el agua intersticial es libre de escapar, se desarrollan presiones normales en las formaciones, la compactación de las lutitas es función principalmente de la profundidad. Por lo tanto, a mayores profundidades de enterramiento, es mayor el grado de compactación y la densidad que exhiben.

Las rocas lutíticas con presiones arriba de la normal, presentan una porosidad mayor que la de una formación de las mismas características con presión normal, debido a que contienen una mayor cantidad de fluido. Como resultado de lo anterior, los parámetros de la lutitas sensibles a la compactación y obtenidos de los registros, son graficados contra la profundidad para determinar una tendencia normal de compactación. La forma y la pendiente de esta tendencia son características de las formaciones de una región geológica, de un solo campo y algunas veces, solamente de un bloque fallado.

Los comportamientos típicos que presentan la resistividad y conductividad en zonas anormales, también pueden ser originados por formaciones impregnadas de agua con alto contenido de sales minerales.

Una de las mejores herramientas usadas tanto para la detección como para la estimación de las zonas con presiones anormales, son aquellas que utilizan los datos

obtenidos de los registros geofísicos, principalmente los sísmicos que están menos influenciados por las características del lodo usado durante la perforación.

CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Se hace una breve descripción de las teorías básicas que explican el origen de las presiones anormales en el subsuelo, así como definiciones y conceptos básicos necesarios para una mejor comprensión del tema.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Es la ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. No importa cuál sea el área de la sección de la columna y se expresa de la siguiente manera:

$$P_h = \rho D / 10 \text{ {kg/cm}^2\text{}}$$

La presión hidrostática es afectada por:

- Contenido de sólidos.
- Gases disueltos.

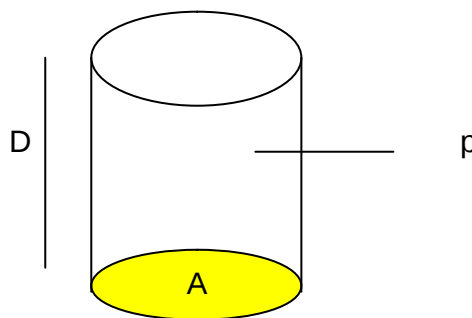


Figura presión hidrostática

La diferencia de gradientes de temperatura del fluido.

PRESIÓN DE SOBRECARGA

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.), sobre las formaciones subyacentes. Se expresa de la siguiente manera.

$S = \text{peso matriz rosca} + \text{peso fluido intersticial}$

$$S = (1 - \phi) P_R g D + P_f g D$$



Figura presión de sobrecarga

GRADIENTE DE SOBRECARGA

$$GSC = (1 - \phi) P_R + \phi P_R$$

Donde:

$GSC = \text{Gradiente se sobrecarga (gr/cm}^3\text{)}$

$\phi = \text{Porosidad promedio de las formaciones encima de la profundidad del punto de interés (\%)}$

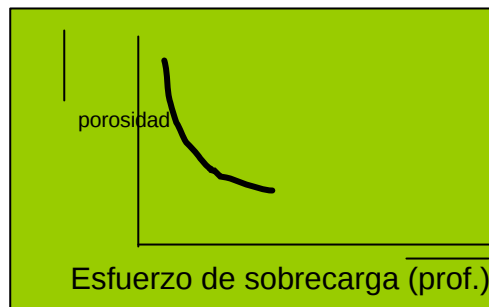
$P_R = \text{Densidad promedio de las rocas encima del punto de interés (gr/cm}^3\text{)}$

Puesto que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementa con la profundidad, pero no en forma lineal. Un valor promedio del gradiente de sobrecarga es $0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$, que corresponde a una densidad media del sistema roca-fluido de 2.31 g/cm^3 .

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona especial. Para calcular la presión de sobrecarga se deben leer datos del registro de densidad a varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determinar la densidad promedio.

En la zona del terciario de la zona continental del Golfo de México, la presión de sobrecarga podría aproximarse así:

$$S = 0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$$



PRESIÓN DE FORMACIÓN

La presión de formación es aquella a la que se le encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. También se le conoce como presión de poro.

Las presiones de formación o de poro que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

Generalmente, los pozos con presión normal no crean problemas para su planeación. Las densidades del lodo requeridas para perforar estos pozos varían entre 1.02 y 1.14 gr/cm³. Los pozos con presiones subnormales pueden requerir TR's adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión cuyo origen pueden ser: factores geológicos, técnicos o yacimientos depresionados para su explotación.

Las presiones anormales se definen como aquellas presiones mayores que la presión hidrostática de los fluidos de formación. Considerando una capa de sedimentos depositados en el fondo del mar, a medida que más y más sedimentos se agregan encima de la capa, el peso adicional los compacta. Parte del agua existente en los espacios porosos se expulsa por compactación. Mientras éste proceso no sea interrumpido y el agua superficial permanezca continua con el mar arriba, la presión dentro de la formación se dice que es normal o hidrostática.

A la presión de formación generalmente se le llama gradiente de presión. Estrictamente no lo es: Ya que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad. Sus unidades serán kg/cm²/m ó lb/pg²/pie. Sin embargo en la perforación se ha hecho costumbre utilizar densidades como gradiente.

Si los fluidos de formación son agua dulce, el gradiente normal $g_n = 1.00 \text{ gr/cm}^3 = 0.1 \text{ kg/cm}^2/\text{m} = 0.433 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$.

El gradiente normal en el subsuelo varía entre las diferentes provincias geológicas, debido a que los fluidos del subsuelo contienen cantidades variables de sólidos disueltos y gas, y están sujetos a diferentes temperaturas y presiones. Por esto mismo en regiones costeras, el fluido de la formación es agua que contiene aproximadamente 80,000 ppm de cloruro (agua salada), con una densidad de 1.07 gr/cm³ (8.91 lb/gal), que es el gradiente más terrestre, se ha observado que los gradientes (8.18 a 8.83 lb/gal) que es el gradiente normal aceptado para regiones costeras. En zonas terrestres, se ha observado que los gradientes de presión normal varían de 0.98 a 1.06 gr/cm³ (8.18 a 8.83 lb/gal). Debido a que en muchas de éstas áreas prevalecen las presiones subnormales, en ocasiones el gradiente normal se define como un valor igual al del agua dulce. Esto es $g_n = 1.0 \text{ gr/cm}^3$ (8.33 lb/gal) para zonas terrestres.

Una forma práctica y sencilla para describir las presiones anormales, o sea aquellas en las cuales el fenómeno hidrostático se interrumpió, es como sigue:

$$P_a = 0.1 \times g_n \times \text{Prof.} + ?p$$

Donde:

P_a = Presión anormal de formación (kg/cm²)

$?p$ = Incremento de presión (kg/cm²)

$$P_a = g_a \times \text{Prof.}$$

Donde:

g_a = Gradiente de presión anormal (kg/cm²/m).

En la figura puede compararse del gradiente de presión anormal g_a con el de presión normal y el subnormal g_{sn} .

Resumiendo, las presiones de formación pueden ser:

Subnormales. Cuando son menores a la normal, es decir a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie.

Normales. Cuando son iguales a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie. El gradiente de presión normal es igual a 1.07 gr/cm³ (8.91 lb/gal) en zonas costa fuera y 1.00 gr/cm³ (8.33 lb/gal) en áreas terrestres.

Anormales. Cuando son menores a la presión hidrostática de los fluidos de formación.

Las presiones anormales afectan el programa de perforación del pozo en muchos aspectos, dentro de los cuales se tienen:

- La selección del tipo y densidad del lodo.
- La selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- La planeación de las cementaciones.

Además, deberán de considerarse los siguientes problemas que se pueden derivar de las altas presiones:

- Brotes y reventones.
- Pegaduras de las tuberías por presión diferencial.
- Pérdida de circulación por usar lodos densos.
- Derrumbes de lutita.

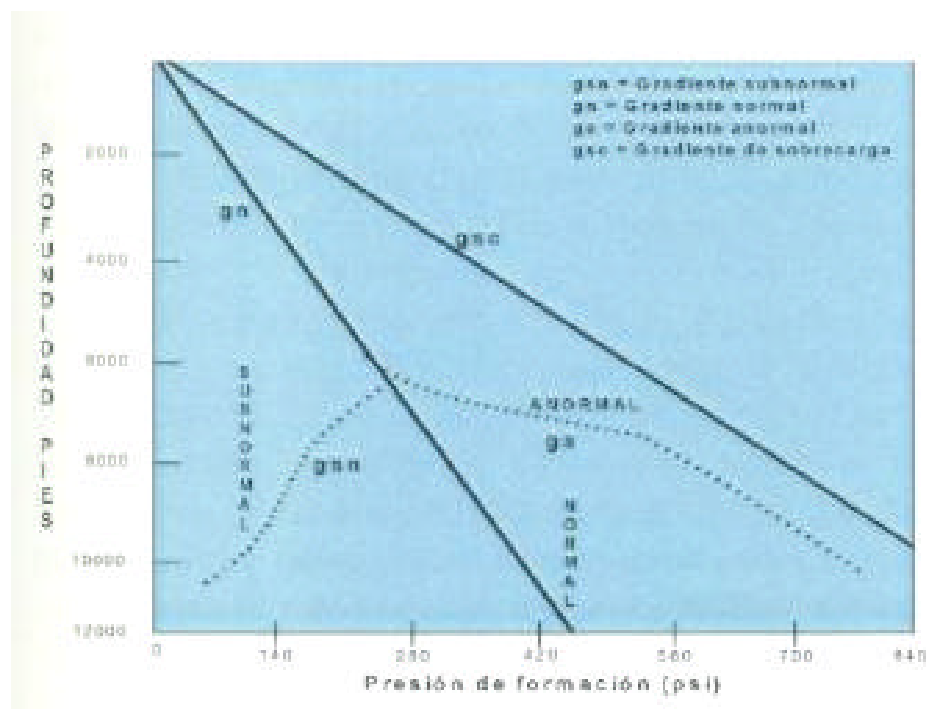


Figura gradiente de formación

PRESIÓN DE FRACTURA

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de las rocas.

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

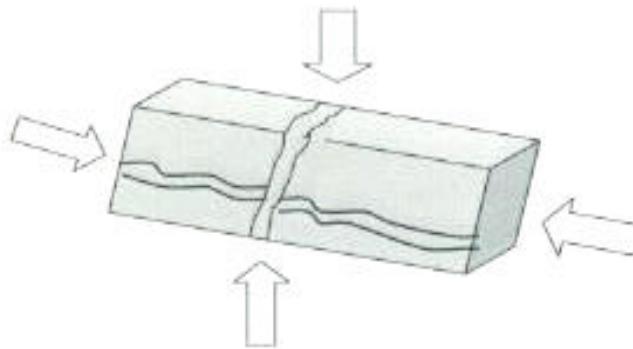


Figura gradiente de fractura

2.6 EXPONENTE “D” Y “DC”

En 1966 Jorden y Shirley desarrollaron una técnica para efectuar presiones anormales basadas en la interpretación de los datos del comportamiento de la perforación, especialmente la velocidad de penetración. Esta depende de la presión diferencial, el peso sobre la barrena, la velocidad de la rotaria y el diámetro de la barrena.

Los datos para usar la técnica anterior, se obtienen durante la perforación.

La ecuación $(R/N) = (W/Db)^d$, relaciona la velocidad de penetración R, con el peso sobre barrena W, la velocidad de la rotaria N y el diámetro de la barrena Db. Se ha demostrado que esta ecuación no describe el comportamiento de la perforación bajo condiciones reales de campo. Sin embargo, como aproximación empírica, se puede obtener la relación entre el exponente “d” de la ecuación mencionada y la presión diferencial. Varían solamente el peso sobre la barrena, la velocidad de la rotaria y el diámetro de la barrena, todos los demás parámetros se consideran constantes. La gráfica del exponente “d” contra profundidad, define una tendencia (inclinación de la pendiente) a medida que se perforan secciones con presiones normales. La tendencia exponente cambia de dirección cuando se encuentran presiones anormales y la presión diferencial disminuye.

Para usos de unidades prácticas de campo, se utiliza la siguiente ecuación para determinar el exponente “d”:

$$d = \frac{\text{Log } (R/60N)}{\log (12 W/10^6 Db)}$$

Donde $(R/60 N)$ es menor que la unidad y el valor absoluto de $\log (R/60 N)$ varía inversalmente con R. Por eso, el exponente “d” varía inversalmente con la velocidad de penetración.

El exponente “d” varía inversalmente con el ritmo de penetración. La tendencia normal para cada barrena usada en cada zona normalmente compactada es de un aumento gradual con respecto a la profundidad. El comportamiento del exponente “d” en zonas anormales es característica por su disminución con respecto a la tendencia normal.

Uno de los factores que más afecta al exponente “d” es la presión diferencial o sobrebalance mayor de 500 lb/pg². Un método para eliminar el efecto de sobrebalance, consiste en corregir el exponente “d” multiplicándolo por la relación entre el peso de la columna normal sobre el peso del lodo por encima del peso normal que sostiene la formación. Este parámetro modificado es conocido como el exponente dc y se define de la siguiente manera:

$$dc = d \frac{\text{Gradiente Normal}}{\text{Densidad del Lodo}}$$

Donde:

dc = exponente d corregido

Las gráficas de los exponentes d y dc contra profundidad son bastantes similares, pero en esta última, la zona bajo compactada se manifiesta con mas claridad.

La utilización de estos exponentes tiene algunas desventajas. Las más sobresalientes pueden ser:

Los cálculos deben hacerse cada metro.

No se consideran parámetros que afectan al ritmo de penetración.

La construcción de la gráfica consume mucho tiempo.

Se recomienda utilizar otros parámetros.

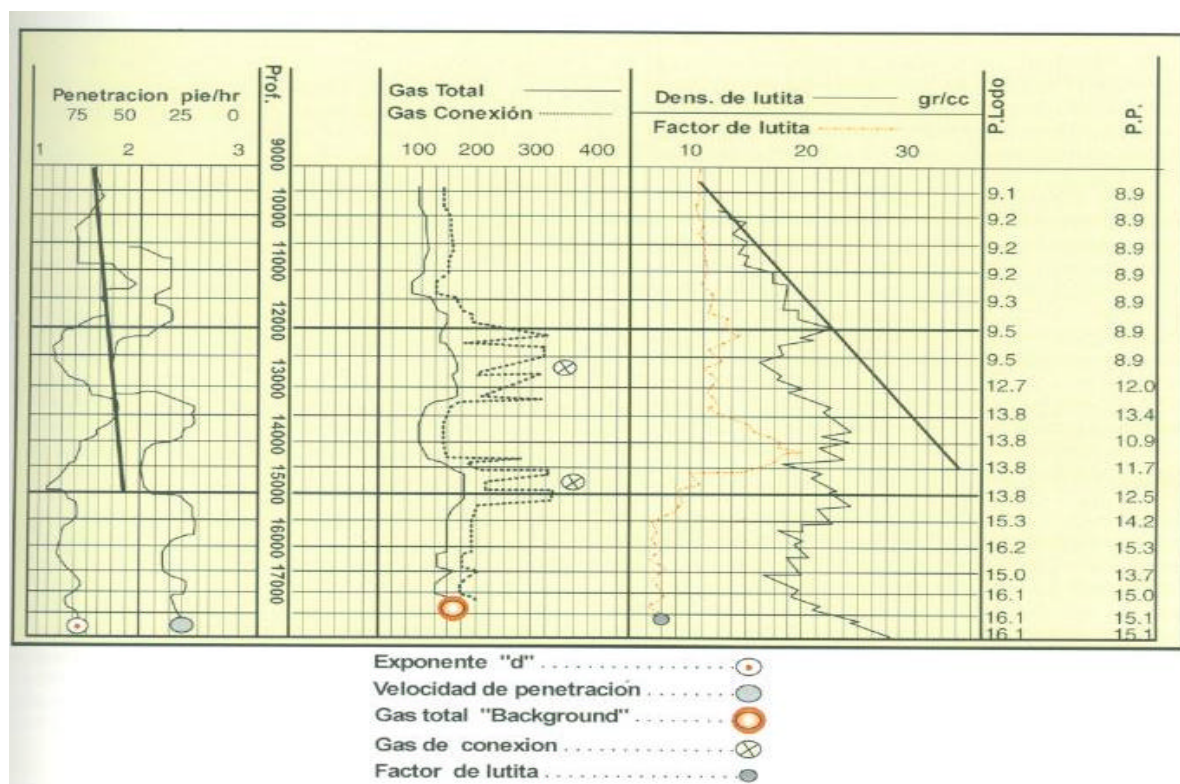


Figura Nomograma para el cálculo del exponente "d"

2.7 GRADIENTES DE PRESION DE FRACTURA Y MÁXIMAS PRESIONES PERMISIBLES

PRESIÓN DE FRACTURA

Es la presión que rebasa la presión de formación originando una falla mecánica que se presenta con la pérdida del lodo hacia la fractura.

Aunque los términos presión de fractura y gradiente no son técnicamente los mismos, a menudo se emplean para designar lo mismo. La presión de fractura se expresa como un gradiente en kg/cm²/m (lb/pg²/pie) o en kg/cm² (lb/pg²). Graficas o tablas están basadas en estas unidades.

Existen varios métodos para calcular los gradientes de fractura de la formación, propuestos por los siguientes autores:

- Hubert y Willis
- Mathews y Kelly
- Eaton

Los gradientes de fractura usualmente se incrementan con la profundidad

El método para determinar el gradiente de fractura, en el campo es el que se denomina "Prueba de Goteo", el cual se expone en otro módulo del manual.

PRESIÓN DE FONDO

Cuando se perfora un pozo la presión del fluido de perforación, se ejerce sobre los costados del pozo y la mayor presión hidrostática se presenta en el fondo del agujero.

Sin embargo la presión requerida al circular el lodo por el espacio anular también actúa sobre las paredes del agujero. Esta presión pocas veces excede los 14 kg/cm² (200 lb/pg²) pero otras presiones adicionales se originaran por la contrapresión del lado del espacio anular o por el movimiento de tubería causada por sondeo o pistoneo.

Por lo que la presión total en el fondo de un pozo de acuerdo al evento puede llegar a ser la suma de los cuatro conceptos siguientes:

$$P_f = P_h + (P_{CTP} \text{ o } P_{CTR}) + \text{Fricción} + (\acute{o}) - \text{PISTONEO/SONDEO}$$

Donde:

P_f = Presión de fondo en el pozo (kg/cm² o lb/pg²)

Ph = Presión hidrostática de los fluidos en el pozo (kg/cm² o lb/pg²)

PCTP = Presión de cierre superficial en TP (kg/cm² o lb/pg²)

PCTR = Presión de cierre superficial en TR (kg/cm² o lb/pg²)

FRICCIÓN = Pérdida de presión por fricción en el espacio anular (kg/cm² o lb/pg²)

PISTONEO/SONDEO = Variaciones de presión por movimiento de tubería, al meter o sacar (kg/cm² o lb/pg²)

PRESIÓN DE GOTEO

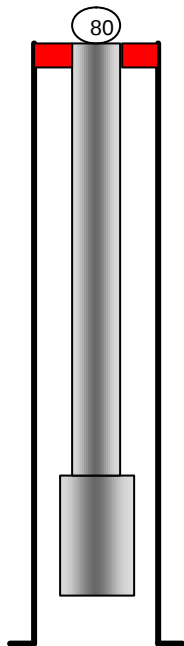
Para determinar el gradiente de fractura de la formación se realiza la prueba denominada “de goteo”, con la finalidad de proporcionar con bastante precisión y el gradiente de fractura de la formación, y así definir la máxima presión permisible en el pozo cuando ocurre un brote, densidad de lodo máxima a usarse y el asentamiento de las subsecuentes tuberías de revestimiento.

La razón fundamental de la prueba de goteo es encontrar la presión a la cual la formación inicia a admitir fluido de control sin provocar fracturamiento de la formación. El resultado será la suma de la presión ejercida por la columna hidrostática de fluido empleado más la presión del manómetro al represionar, sin provocar fracturamiento de la formación.

La presión a manejar en la superficie dependerá del valor de la columna hidrostática que se utilice en el pozo; a mayor densidad del lodo, menor presión se requerirá en la superficie.

La máxima presión permisible a la fractura es una limitante en lo referente a control de pozos. Si esta se rebasa provocará la fractura de la formación y como consecuencia la pérdida del fluido de perforación, entonces puede ocurrir un reventón pudiendo alcanzar la superficie por la TR.

DENSIDAD DEL LODO EQUIVALENTE (DEL)



$$DLE = \frac{PS \times 10}{H} + DL$$

Donde:

DLE = Densidad de lodo equivalente gr/cm³

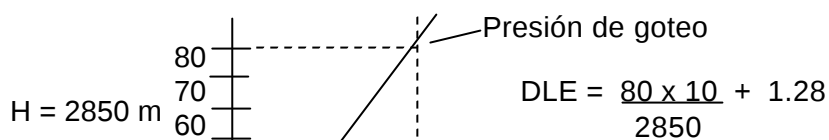
PS = Presión alcanzada en superficie kg/cm²

DL = 1.28 gr/cm³ = Constante

H = Profundidad m

DL = Densidad del lodo gr/cm³

Profundidad



$$DLE = \frac{80 \times 10}{2850} + 1.28$$

$$DLE = \frac{800}{2850} + 1.28$$

$$DEL = 0.280 + 1.28 = 1.56 \text{ gr/cm}^3$$

Q = Gasto

Presión Máxima Permisible en la Superficie

$$P. \text{ MAX. } P. \text{ TR} = (Gf - GI) Pz$$

Donde:

P. MAX. P. TR = Presión Máxima Permisible en TR

Gf = Gradiente de fractura kg/cm²/m

GI = Gradiente de lodo kg/cm³/m

Pz = Profundidad de la zapata en m

$$P. \text{ MAX} = (0.156 - 0.128) 2850$$

$$P. \text{ MAX} = 79.8 \text{ kg/cm}^2$$

2.8 PRESION REDUCIDA DE BOMBEO

GASTOS Y PRESIÓN REDUCIDA DE CIRCULACIÓN

El gasto reducido de circulación (QR) se determina disminuyendo la presión en el sistema de circulación a cualquier gasto menor del gasto de trabajo.

Esto es, que no necesariamente tiene que ser el 50% del gasto normal de trabajo. Esto dependerá de las condiciones reales que se tengan en el pozo, así como del equipo de bombeo.

Al tener este gasto estabilizado se debe leer la presión de bombeo en la tubería de perforación, esta presión superficial será la presión reducida de circulación (PR) y representa las caídas de presión por fricción en el sistema a determinado gasto reducido (QR)

El gasto de la bomba durante el control de un brote se reduce por las siguientes razones:

1. Disminuir la presión de circulación requerida durante el control
2. Disminuir la posibilidad de falla del equipo de bombeo por fatiga
3. Permite adicionar barita durante la operación de control
4. Se dispone de más tiempo para analizar los problemas que se suscitan
5. Permite que el rango de trabajo del estrangulador variable sea el adecuado
6. Reduce las caídas de presión por fricción en el sistema durante el control

El gasto y la presión reducida de circulación se deben actualizar cuando se realice un cambio de geometría en la sarta de perforación, cuando cambien las propiedades del lodo o cada vez que se incremente la profundidad en 150 m.

Cuando no se cuenta con dicha información, es posible calcular la presión reducida de circulación a un gasto dado con las fórmulas de caídas de presión por fricción en el sistema, y algunas consideraciones prácticas.

2.9 PRESIONES NORMALES, ANORMALES Y SUBNORMALES

FORMACIÓN CON PRESIÓN NORMAL

Es aquella que se puede controlar con fluido de densidad de agua salada.

La densidad del fluido requerido para controlar esta presión es el equivalente a un gradiente de 0.100 a 0.107 kg/cm²/m.

Para conocer la “normalidad” o “anormalidad” de las presiones en cierta área; se deberá establecer el gradiente del agua congénita en las formaciones de esa región, conforme el contenido de sales disueltas. Para la costa del Golfo de México se tiene un gradiente de 0.107 kg/cm²/m (100,000 ppm de cloruros).

| FORMACIÓN CON PRESIÓN SUBNORMAL

Es aquella que se puede controlar con un fluido de densidad menor que la del agua dulce, equivalente a un gradiente menor de 0.100 kg/cm²/m.

Una posible explicación de la existencia de tales presiones en las formaciones, es considerar que el gas y otros fluidos han escapado por fallas u otras vías del yacimiento, causando su depresionamiento.

FORMACION CON PRESION ANORMAL

Es aquella en que la presión de formación es mayor a la que se considera como presión normal. Las densidades de fluidos requeridos para controlar estas presiones equivalen a gradientes hasta de 0.224 kg/cm²/m

Estas presiones se generan usualmente por la compresión que sufren los fluidos de la formación debido al peso de los estratos superiores.

Las formaciones que tienen altas presiones se consideran selladas, de tal forma que los fluidos contenidos en dicha formación no pueden escapar, soportando éstos, parte de la presión de sobrecarga.

Los métodos cuantitativos usados para determinar zonas de alta presión son:

- Datos de sismología
- Parámetros de penetración
- Registros geofísicos

2.10 DETERMINACIÓN DE PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

INTRODUCCION

La fase primordial en la delicada tarea de perforar, terminar y reparar pozos, es la de programar en forma adecuada el conjunto de variables que pueden presentarse según sea el caso. La selección de los materiales a utilizar es de suma importancia, ya que de éstos dependerá el éxito en el cumplimiento de los programas.

Uno de los aspectos de primer orden dentro de las operaciones que se efectúan para perforar un pozo, es el que se refiere a la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de líquidos o gas. Dicha protección se lleva a cabo mediante tuberías de revestimiento o ademe, las cuales se introducen al pozo en forma telescópica, es decir, que los diámetros de las tuberías utilizadas van de mayor a menor, por razones fundamentales técnicas y económicas.

Durante la perforación de los pozos se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes, entre las que se tienen: zonas de bajos gradientes de fractura, intervalos con presiones anormalmente altas, formaciones inestables, yacimientos depresionados, etc. Esto origina que a medida que se va profundizando se tengan que ir aislando intervalos con características diferentes mediante la introducción y cementación de tuberías de revestimiento.

El objetivo de un diseño, es el seleccionar una tubería de revestimiento con un cierto grado, peso y junta, la cual sea la más económica, y que además resista sin falla, las fuerzas a las que estará sujeta.

Las funciones de las tuberías de revestimiento son:

1. Evitar derrumbes y concavidades.
2. Prevenir la contaminación de los acuíferos.
3. Confiar la producción del intervalo seleccionado.
4. Dar un soporte para la instalación del equipo de control superficial.
5. Facilitar la instalación del equipo de terminación, así como los sistemas artificiales de producción.

Las tuberías de revestimiento representan alrededor del 18% del costo total del pozo. De aquí la importancia de optimizar los diseños a fin de seleccionar las menos costosas que garanticen la integridad del pozo durante la perforación y la terminación del mismo.

Al ser colocada dentro de un pozo, la tubería de revestimiento está sujeta a tres fuerzas significantes durante las operaciones de perforación, terminación, reparación o vida productiva del pozo, por lo que en su selección deben soportar las siguientes:

- Presión externa (colapso).
- Presión interna.
- Carga axial y longitudinal (tensión y compresión).

En general, las tuberías de revestimiento se pueden clasificar en conductora, superficial, intermedia y de explotación.

Tubería Conductora.- Es la primera que se cementa o hinca al iniciar la perforación del pozo. La profundidad de asentamiento varía de 20m a 250 m. Su objetivo principal es establecer un medio de circulación y control del fluido de perforación que retorna del pozo hacia el equipo de eliminación de sólidos y las presas de tratamiento. Permite continuar perforando hasta alcanzar la profanidad para asentar la tubería de revestimiento superficial. Algunas veces en la tubería conductora se instala un divertir o desviador de flujo a fin de poder manejar flujos de agua salada o gas superficial, enviándolos hacia fuera de la localización.

El diámetro seleccionado de la tubería por emplear, dependerá en gran parte de la profundidad total programada del pozo.

Tubería Superficial.- La introducción de ésta tubería tiene por objeto instalar conexiones superficiales de control y al mismo tiempo proteger al agujero descubierto, aislando los flujos de agua y zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie del terreno.

Como ejemplo tenemos que para las diferentes zonas de trabajo, actualmente se emplean tuberías superficiales de 20" para pozos exploratorios o pozos de desarrollo que son a profundidades mayores a 4500 m. Estas tuberías se introducen a profundidades que varían entre 500 y 1000 m, cabe aclarar que los diámetros se seleccionan de acuerdo a la profundidad.

Tubería Intermedia.- Estas tuberías se introducen con la finalidad de aislar zonas que contengan presiones normales de formación, flujos de agua, derrumbes y pérdidas de circulación: en sí se utiliza como protección del agujero descubierto, para tratar, en la mayoría de los casos, de incrementar la densidad de los fluidos de perforación y controlar las zonas de alta presión.

Dependiendo de la profundidad del pozo o de los problemas que se encuentren durante la perforación, será necesario colocar una o más sargas de tuberías de revestimiento intermedia, que aislaran la zona problema.

Tubería de Explotación.- Estas tuberías tienen como meta primordial aislar el yacimiento de fluidos indeseables en la formación productora y de otras zonas del agujero, también para la instalación de empacadores de producción y accesorios utilizados en la terminación del mismo. En el diseño de esta tubería se deberá tener especial atención, considerando todos los elementos que intervienen en su programación.

Tubería de Revestimiento Corta (Liners).- Constituye una instalación especial que evita utilizar una sarta de la superficie al fondo del pozo; la longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro de la última tubería que puede variar de 50 a 150 m, y en ocasiones se emplea una longitud mayor, dependiendo del objetivo de su introducción.

Razones para su utilización.

1. Control del pozo. El liner permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.
2. Economía de tubería de revestimiento. Se pueden efectuar pruebas de producción de horizontales cercanos a la zapata de la última tubería de revestimiento, a un costo muy bajo, debido a la pequeña cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.
3. Rápida instalación. Las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales, ya que una vez conectada la cantidad requerida, ésta es introducida en la tubería de perforación.
4. Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada. Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento, lo cual se puede corregir mediante una extensión o complemento de una tubería corta.
5. Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie.
6. Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro. Al no tener un diámetro restringido en la tubería de explotación, podemos utilizar empacadores y tuberías de producción con un área de mayor flujo, las cuales quedarán arriba de la boca de la tubería corta.
7. Auxilia en la hidráulica durante la perforación al permitir utilizar sartas de perforación combinadas, mejora las pérdidas de presión por fricción en la tubería de perforación, durante la profundización del pozo, permitiendo alcanzar mayores profundidades con sarta más resistentes.

Complemento (TIE-BACK). Es una sarta de tubería que proporciona integridad al pozo, desde la cima de la tubería corta hasta la superficie. Normalmente es un esfuerzo para la tubería de explotación si se tienen altas presiones, fluidos corrosivos o si la tubería de explotación fue dañada. Puede ser cementada parcialmente.

Complemento Corto (STUB). Es una sarta de tubería que funciona igual que el complemento proporciona integridad por presión para extender la cima de la tubería corta. Puede ser cementada parcialmente.

Sin Tubería de Producción (TUBINGLESS). Es una tubería de explotación que se extiende a la superficie y que se utiliza como tubería de producción para explotar los hidrocarburos.

SELECCIÓN DE LOS PUNTOS DE ASENTAMIENTO

INTEGRIDAD HIDRAULICA – La zapata debe soportar las presiones hidrostáticas, de circulación y surgencia y proporcionar suficiente tolerancia al brote para el control del pozo con seguridad.

SOLUCION PARA PROBLEMAS DE PERFORACION – En algunos casos, la única solución a un problema de perforación puede ser meter la tubería de revestimiento antes de alcanzar la profundidad planeada. Este puede ser la siguiente tubería planeada o una tubería corta de contingencia.

ZONA AISLADA – La tubería se puede meter antes o después de la profundidad planeada para proteger las zonas potenciales de producción.

FORMACION CONSOLIDADA – Roca cementada naturalmente que evita derrumbes y/o colapso de agujero durante la cementación.

IMPERMEABLE – pérdida de fluido de la lechada de cemento puede resultar en un fraguado rápido del cemento antes de su desplazamiento total.

Si hay permeabilidad presente, se dificulta determinar la presión de goteo (leak-off) verdadera del pozo.

ROCA DE BAJO ESFUERZO – La suposición del gradiente de fractura inicial esta basada en el tipo de roca más débil.

Lutita limpia es la formación ideal para asentar la tubería. En el campo, sin embargo, la formación seleccionada para el asentamiento es el mejor compromiso entre lo ideal y lo que es posible.

CONDUCTOR / TUBERIA ESTRUCTURAL

TUBO CONDUCTOR – Dependiendo de la profundidad de los sedimentos superficiales, la profundidad de asentamiento de la tubería puede variar de 30 a 150 m debajo del lecho marino o de la superficie.

Para asegurar la integridad del asentamiento, las tuberías es xxxx, indicado por el número de golpes de martillo por pie (BFP) de penetración. Por ejemplo, La costa del Golfo de EUA requiere de 140 a 150 BFP, en Venezuela 250 BFP.

TUBERIA ESTRUCTURAL – La profundidad planeada para el asentamiento de la tubería puede variar de 30 a 150 m debajo del lecho marino o de la superficie dependiendo de la inestabilidad del agujero y/o de los problemas de pérdida de circulación.

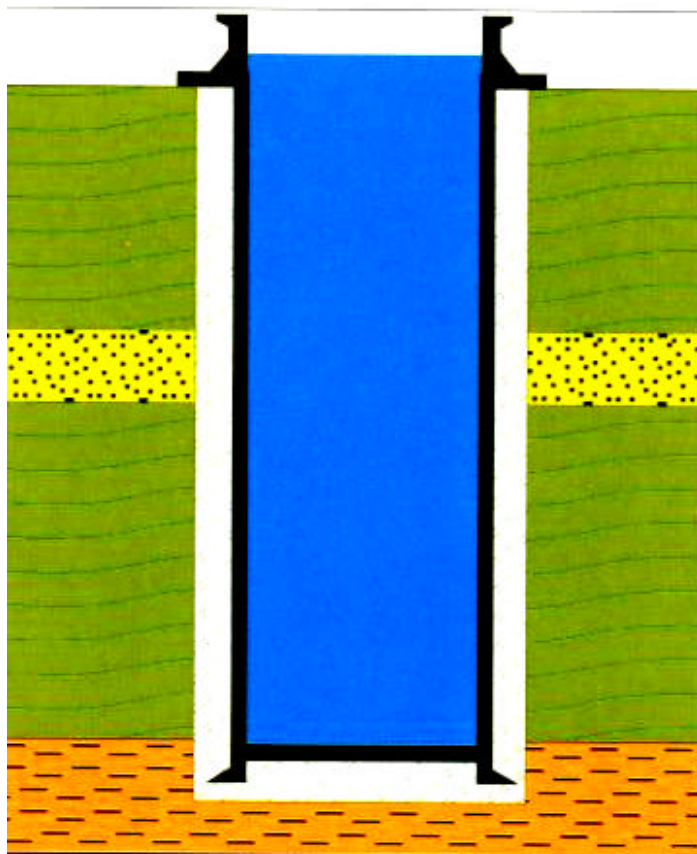


Figura de Tubería Conductora

La tubería estructural es probada a presión, pero a la poca profundidad de asentamiento, la zapata no se prueba.

TUBERIA SUPERFICIAL

TUBERIA SUPERFICIAL – La profundidad de asentamiento planeado está determinada por la inestabilidad del agujero, problemas de pérdida de circulación y para proteger acuíferos.

La tubería superficial debe proporcionar suficiente esfuerzo de fractura para permitir perforar el siguiente intervalo de agujero con suficiente tolerancia al brote.

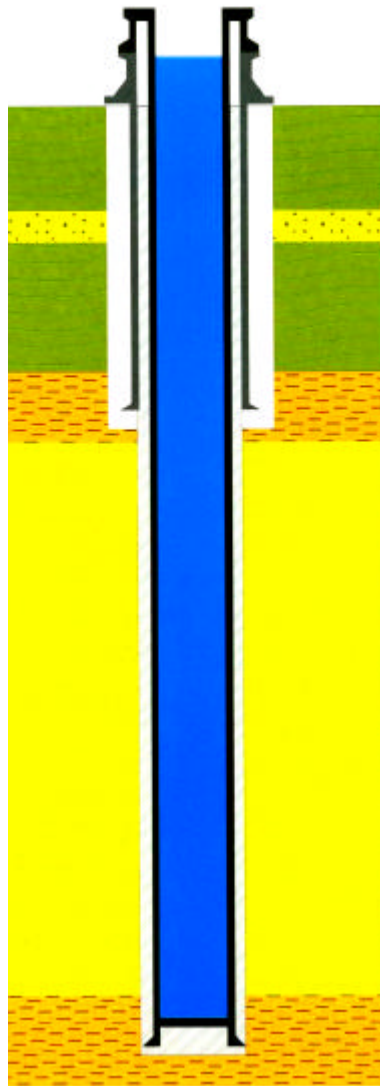


Figura de Tubería Superficial

La tubería se prueba con presión y la zapata se prueba a la presión máxima anticipada o a la presión de admisión.

TUBERIA INTERMEDIA

TUBERIA INTERMEDIA – La profundidad de asentamiento planeada está determinada por la tolerancia al brote deseada, la inestabilidad del agujero anticipada y problemas de pérdida de circulación.

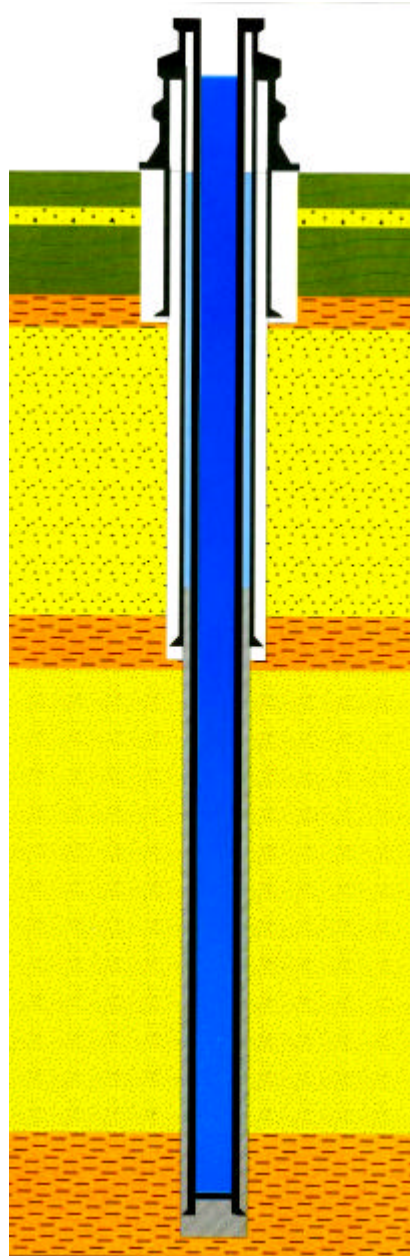


Figura de Tubería Intermedia

La tubería se prueba con presión y la zapata a la presión máxima anticipada o a la presión de admisión

TUBERIA CORTA DE PERFORACION

TUBERIA CORTA DE PERFORACIÓN – La profundidad de asentamiento planeada está determinada por la mínima tolerancia al brote deseada. La inestabilidad del agujero anticipada, problemas de pérdida de circulación o para proteger zonas de producción.

Si la tubería corta es de contingencia por problemas de perforación, la ocurrencia del problema determina la profundidad de asentamiento.

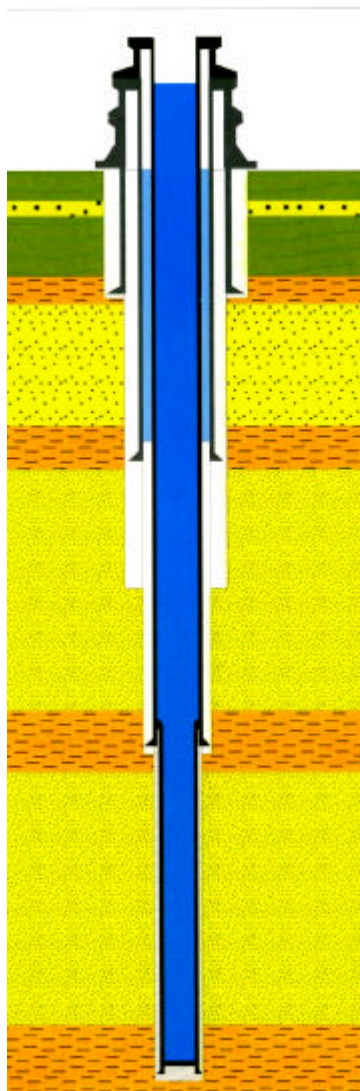


Figura de Tubería Corta de Perforación

La tubería corta se prueba con presión, la zapata y la boca de la tubería se prueban a la presión máxima anticipada o a la presión de admisión

TUBERIA EXTENDIDA/ TUBERIA CORTA O COMPLEMENTO DE PRODUCCION

TUBERIA CORTA DE PRODUCCIÓN – La profundidad de asentamiento planeada está determinada por la profundidad total del pozo (PT).

Si la tubería corta es de contingencia por problemas de perforación, la ocurrencia del problema determina la profundidad de asentamiento.

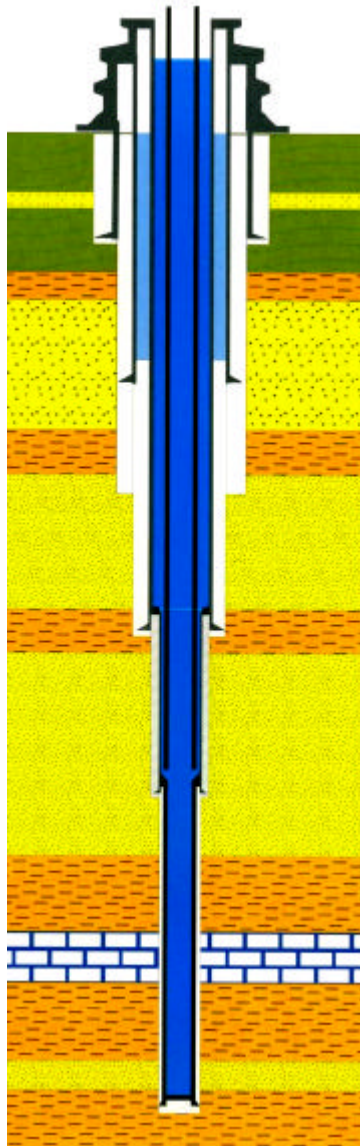


Figura de Tubería corta de Producción

La tubería extendida, tubería corta o complemento se prueban a la presión máxima anticipada.

CAPITULO 3 INSTALACION Y DESMANTELAMIENTO DE EQUIPOS

3.1 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES DE LOS EQUIPOS DE PEMEX

CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS

Los equipos de perforación y mantenimiento de pozos, se clasifican por la cantidad de partes que lo componen, su capacidad en H.P., número de viajes y de días calendario requeridos para su movimiento, en este contrato se clasifican de la siguiente manera ejemplificativa:

Datos Proporcionados por PEP como ejemplos tomados de las estadísticas y experiencias de movimientos de los Equipos en la división Sur.

Tipo “A” Equipos de perforación de pozos con capacidad de 2,000 a 3,000 H.P., 62 viajes y 15 días calendario para el movimiento a una distancia de 80 km.

Tipo “B-7” Equipos de mantenimiento de pozos con capacidad de 725 a 1,000 H.P., 34 viajes y 7 días calendario para el movimiento a una distancia de 60 km.

Tipo “B-6” Equipos de mantenimiento de pozos con capacidad de 600 H.P., 27 viajes y 6 días calendario para el movimiento a una distancia de 60 km.

Tipo	Equipos	Viajes	Días Calendario
“A”	206, 306, 313, 329, 330, 331, 333, 335, 336, 337, 338, 339, 341, 342, 2005, 4016, o similar	62	15
“B-7”	9101, 9102, 9104, 9105, 9107, 9108, 9109, o similar	34	7
“B-6”	2002, 5595, 5626, 5627, 5641, 5642, 5645, 5648, 5651, o similar	27	6

3.2 PARTES PRINCIPALES DE UN MASTIL

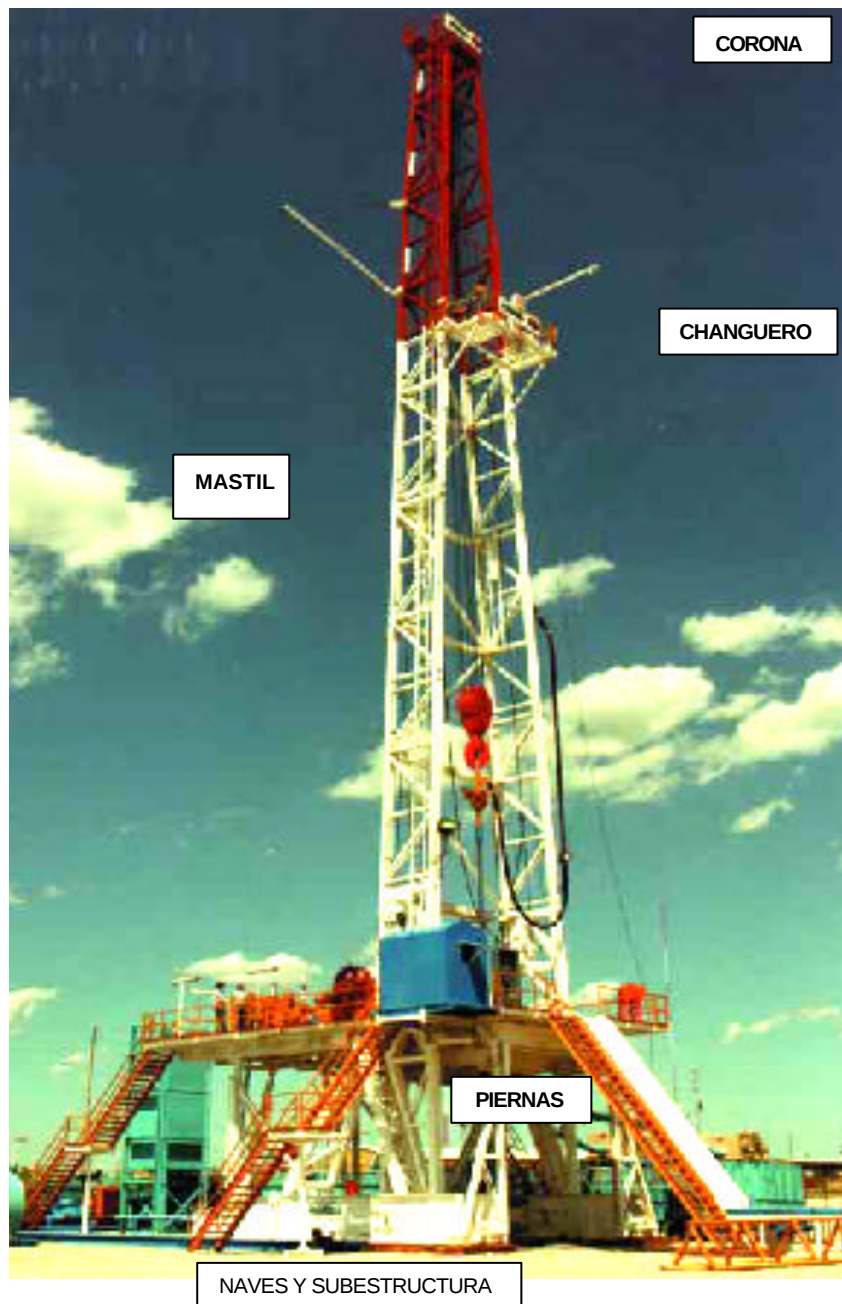
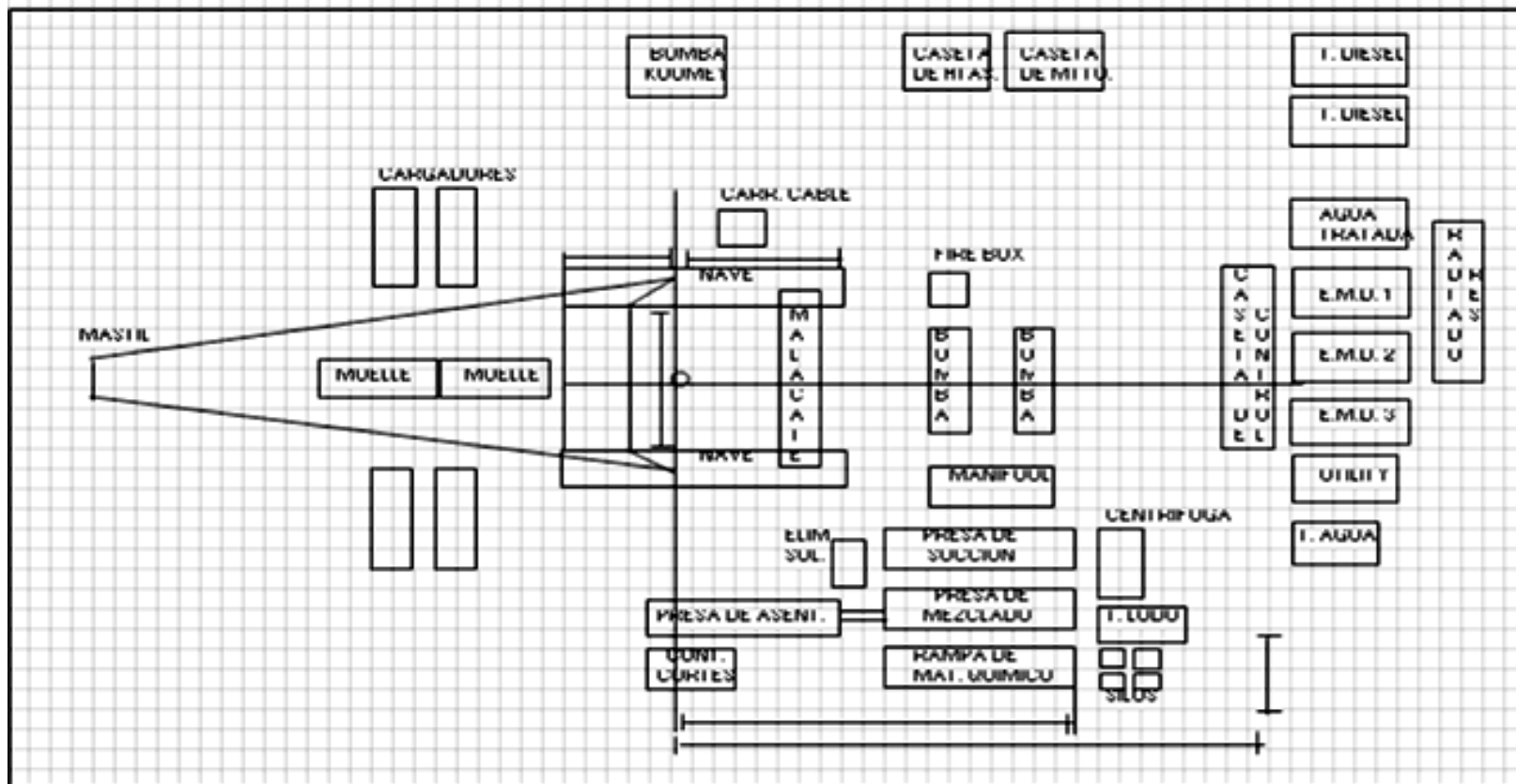


FIG. EQUIPO DE PERFORACION

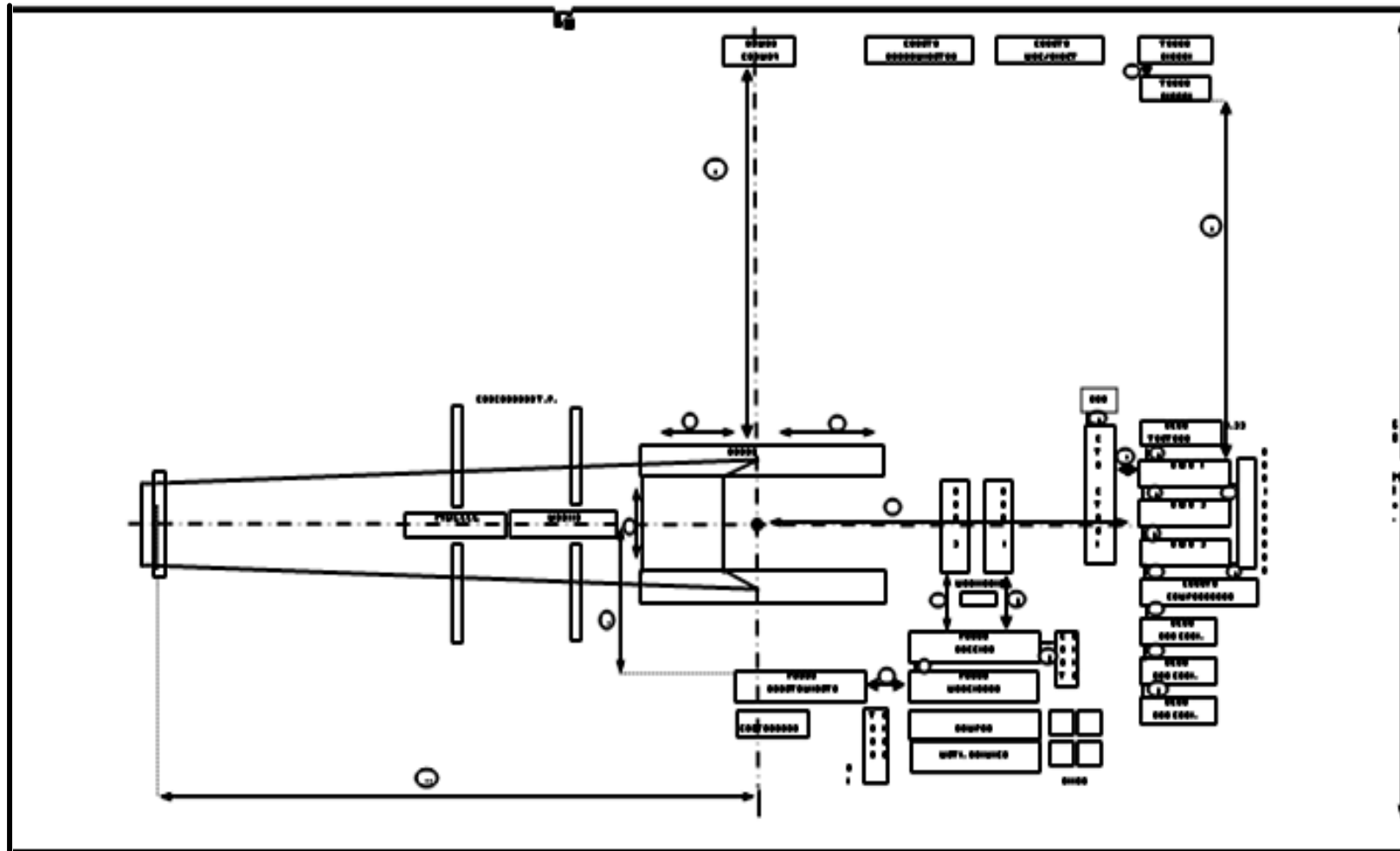
3.3 MEDIDAS E INTERPRETACIÓN DEL DIAGRAMA DE INSTALACIÓN DE UN EQUIPO TIPO “A” CONTINENTAL EMSCO



SIMBOLOGIA:

- | | | |
|------------------------------------|---|---|
| 1.- DE NAVE A NAVE 6.12 MTS. | 9.- MAQ. - 2 A MAQ. - 11.0 MTS. | 17.- ANCHO DE COMP. 2.38 x 6.70 MTS. |
| 2.- DE CENTRO AL FRENTE 8.70 MTS. | 10.- MAQ. - 1 A T. DIESEL 1.50 MTS. | 18.- MAQ. 5 PIZARRAS DE MADERA |
| 3.- DE CENTRO PARA ATRÁS 9.08 MTS. | 11.- TANQUE A TANQUE DIESEL .50 MTS. | 19.- RADIADORES 6 TABLONES |
| 4.- ANCHO DE NAVE 2.25 MTS. | 12.- MAQ. - 3 A CONTROLES 2.50 MTS. | 20.- CONTROLES 6 TABLONES |
| 5.- CENTRO A P. ASENT. 12.0 MTS. | 13.- CONTROL A COMP. 2.0 MTS. | 21.- COMPRESORES 4 TABLONES |
| 6.- PRESA A BOMBA 4.45 MTS. | 14.- COMP. A T. DE AGUA 1.0 MTS. | 22.- BOMBAS DE LODO 1 PIZARRA DE M. Y 2 TABLONE |
| 7.- CENTRO A MAQ. 33.0 MTS. | 15.- ANCHO DE MAQ. 1.83 x 7.60 MTS. | 23.- LAS NAVES 2 PIZARRAS MET. C.U. |
| 8.- MAQ. - 3 A MAQ. - 2 1.0 MTS. | 16.- ANCHO DE CONTR. 2.74 MTS. x 11.20 MTS. | |

PLANO DE INSTALACIÓN DE EQUIPO DE PERFORACIÓN TIPO "A" IDECO CM

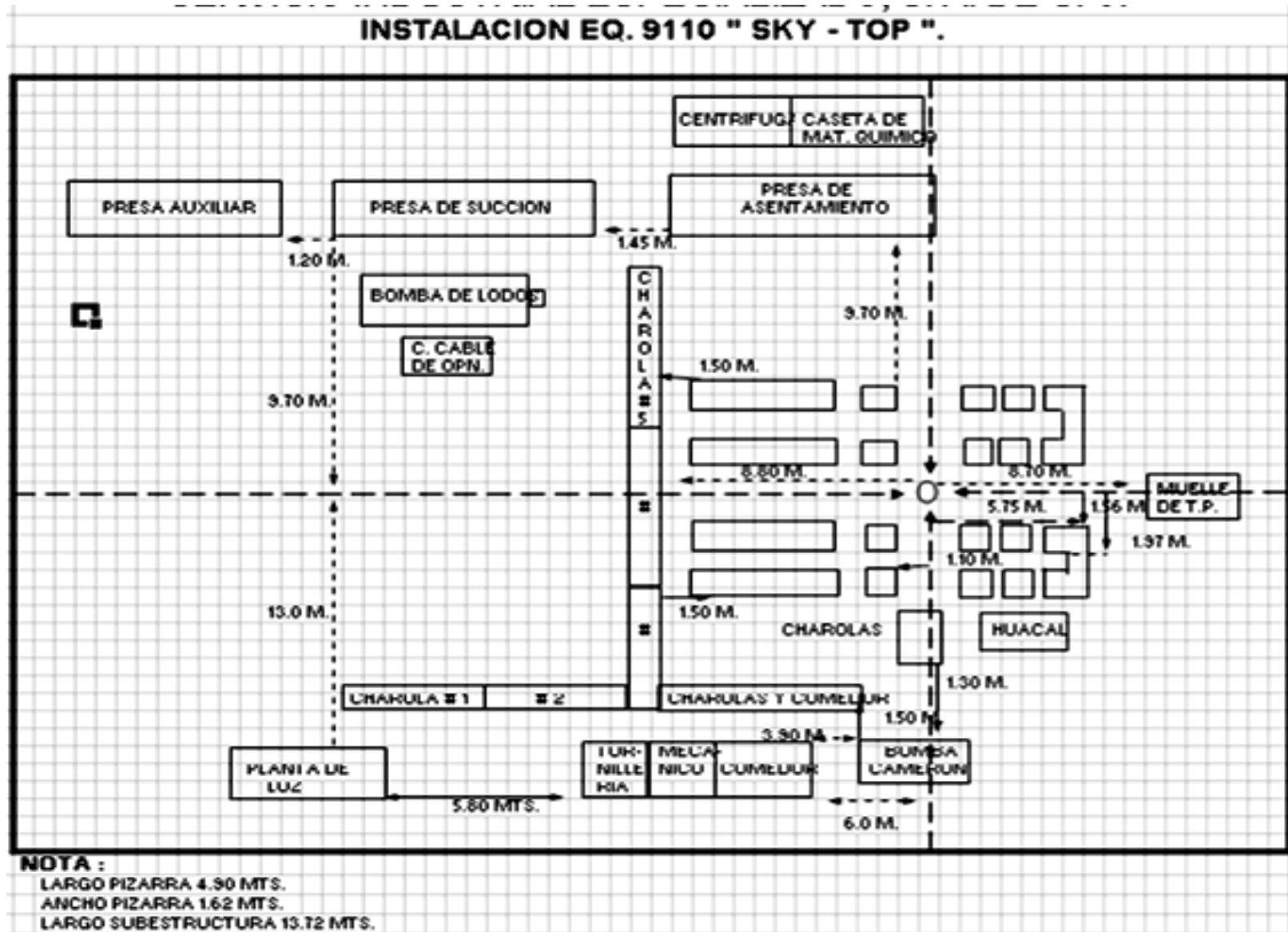


DE HAYE A HAYE	7.09
ANCHO DE HAYE	2.64
DE CENTRO DE POZO AL FRENTE	9.90
DE CENTRO DE POZO A P. TRASERA	10.70
DE CENTRO DE POZO A PRESA	11.70
DE PRESA DE SUCC. A BOMBAS	4.64
DE LINE	24.65
DE CENTRO DE POZO A LINEA DE MAQUINAS	33.00

DE MAQUINA 1 A MAQUINA 2	0.95
ANCHO DE MAQUINAS	1.83
LARGO DE MAQUINAS	7.6
DE MAQUINA 2 A MAQUINA 1	0.95
DE MAQUINA 1 A T. AGUA TRATADA	2.6
ANCHO DE TANQUE DE DIESEL	2.04
DE T. DIESEL 1 A T. DIESEL 2	0.6
DE MAQUINAS A RADIADORES	0.5

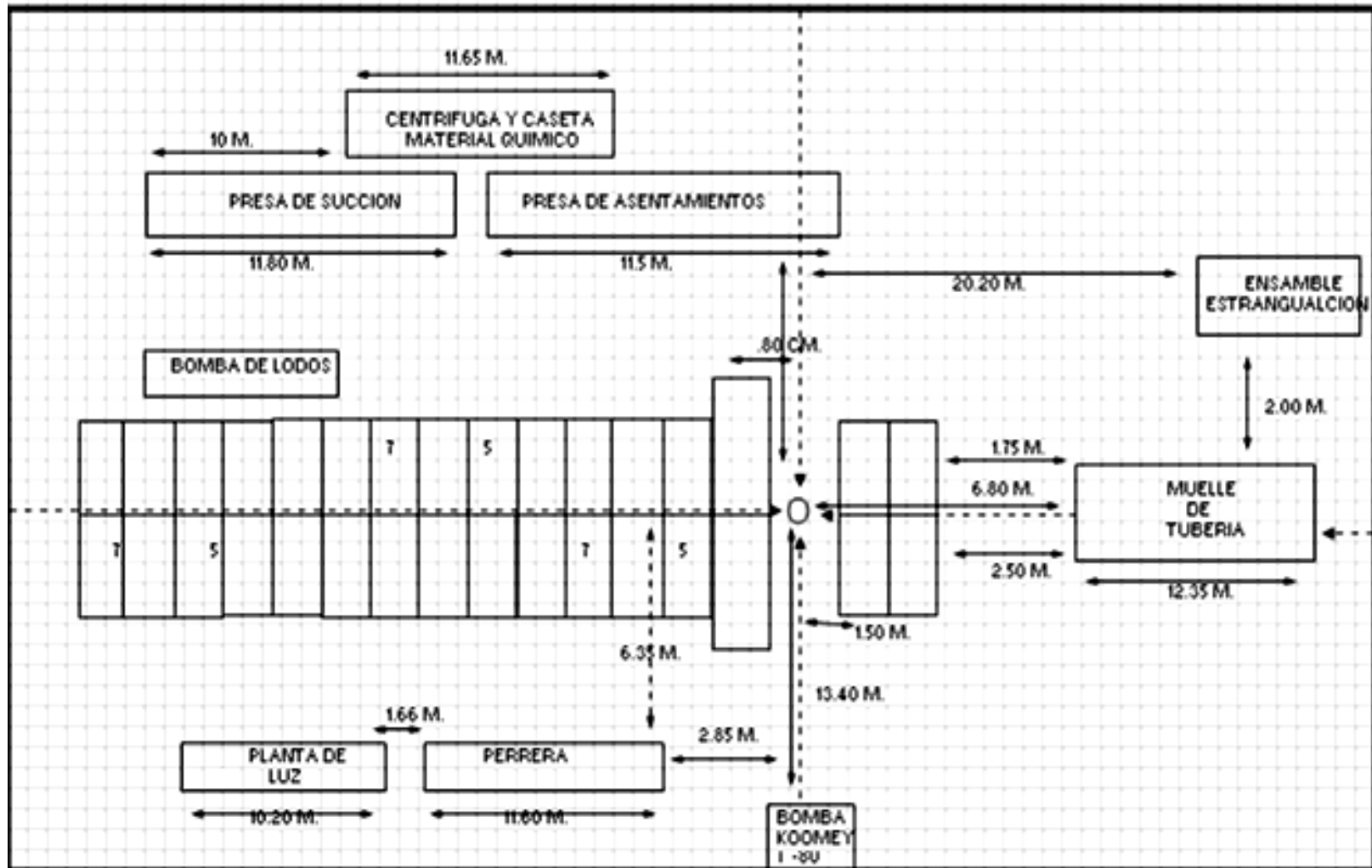
DE MAQUINAS A P.C.R.	2.6
ANCHO P.C.R.	2.75
LARGO P.C.R.	10.4
DE MAQUINA 3 A COMPRESORES	2.2

PLANO DE INSTALACIÓN DE EQUIPO DE MANTENIMIENTO A POZOS TIPO "B" 7



PLANO DE INSTALACIÓN DE EQUIPO DE MANTENIMIENTO A POZOS TIPO "B" 6

INSTALACION EQ. 5599 .



NOTA:

DISTANCIA DEL CENTRO DEL POZO AL PATIN 1.75 MTS.

DISTANCIA DEL CENTRO DEL POZO A LA VIGUETA ESTABILIZADORA 1.34 MTS.

PARTES INTEGRANTES DEL EQUIPO TIPO "A"

Paquete 1

Concepto	Peso Ton.	Cantidad Piezas	Volúmen Area m ³	Medida Metros
Pizarra madera maquinas	25	15	27	3x3x0.2
Maquinas E.M.E.	96	3	136.6	2.2x3x7
Patín radiador	15	1	45	7.5x2x2
Caseta de controles eléctricos	30	1	62.5	10x2.5x2.5
Parrilla de soporte cable pot.	12	20	27	1.5x2x9
Caseta de compresores	25	1	27	2.5x 2.5x7

Paquete 2

Concepto	Peso Ton.	Cantidad Piezas	Volúmen Area m ³	Medida Metros
Tanques diesel, agua y bases	120	8	209	2@x6(3x2.5x7)
Presas de lodo	75	3	123.75	1.5x2.5x11
Patín elim. de sólidos y centrifugas	4	1	52.8	3x4x2.2
Patín centrifuga mezcladora	2	1	26.4	3x4x2.2
Cobertizo de máquinas E.M.D.	3	3	13.5	3x3x0.5
Equipo Derrick	20	2	128	4x4x4

Paquete 3

Concepto	Peso Ton	Cantidad Piezas	Volumen Área m ³	Medida Metros
Caseta de herramientas	30	1	50	2.5x2.5x8
Caseta de mantenimiento	25	1	50	2.5x2.5x8
Contendor de recortes	20	2	40	2.5x2x4
Rampa mat. Químico y cobertizo	40	2	175	3.5x2.5x10
Escape de máquinas E.M.D.	2	4	17.5	0.785x0.4x0.4x3.5
Bombas de lodo	60	2	60	2x2.5x6

Paquete 4

Concepto	Peso Ton	Cantidad Piezas	Volúmen Área m³	Medida Metros
Pizarras tabul y partes de subest	50	4	22.5	9x2.5x0.25
Huacal de lubricantes	40	2	90	10x3x1.5
Subet de mástil y vigueta amarre	26	2	2106	19.5x12x9
Caballetes de levante de mástil	13	2	326.34	7x7x3.33
Cartabón de amarre de caballete	1	1	1.68	1.4x0.4x3
Malacate principal	50	1	37.5	2.5x6x2.5

Paquete 5

Concepto	Peso Ton	Cantidad Piezas	Volúmen Área m³	Medida Metros
Sección de mástil	107	10	1936	11x11x16
Corona, rotaria y polea viajera	36	3	54	2x3x3
Changuero y diamante de mástil	2	2	64.8	3x1.8x6
Sección superior del mástil	6	1	2.88	2x1.2x1.2
Mesa de almacenaje de tubería	4	1	9	10x1.5x0.6
Carrete de cable y malacate sondeo	27	2	31.48	1.8@x2(2x5x2.5)

Paquete 6

Concepto	Peso Ton	Cantidad Piezas	Volúmen Área m³	Medida Metros
Cartabones y vigueta piso rotaria	13		1.68	1.4x0.4x3
Partes de piso rotaria y barandales	13		113	113
Muelles, rampa y escalera	39	5	58	10x1.1x2(12.5x2x1) (1x1x11)
Caseta del perforador y su base	20	2	120	4x5x3
Bomba Koomey control remoto	20	2	62.5	5x2.5x2.5
Silo de barita y pizarras	50	6	30.5	2.5x2.5x1(2.2x5x0.25)

Paquete 7

Concepto	Peso Ton	Cantidad Piezas	Volúmen Área m³	Medida Metros
Trailer habitacional	6	3	112.5	2.5x3x5
Bomba de agua	5	1	12	2x2x3
Cargadores de T.P.	32	4	36	10x1.5x6
Preventores	20	3	3.6	1.2x1.2x0.8
Ensamble de estrangulación	10	1	12	3x2x2
Tubería de perforación	150	500	48	2x2x12
Herramientas (D.C.) y estabilizadores	30	1	50	2.5x2.5x8
Centrífuga ecológica (contrapozo, carcamo, presa de tratamiento de agua)	20	1	45	3x2.5x6
Tubería de 3 ½" para conexiones superficiales	5	15	12	1x1x12

PARTES INTEGRANTES DEL EQUIPO TIPO "B-7" (CM-IDECO)

Paquete 1

Concepto	Peso Ton	Cantidad Piezas	Volúmen Área m³	Medida Metros
Mástil	70	1	1,654.00	10.5x10.5x15
Malacate	20	1	31.00	2.5x2.5x5
Subestructura sup. Derecha	9	1	1,535.00	16x12x8
Subestructura sup. Izquierda	9	1	1,535.00	16x12x8
Subestructura inferior Derecha	9	1	1,535.00	16x12x8
Subestructura inferior Izquierda	9	1	1,535.00	16x12x8
Subestructura motores malacate	9	1	1,535.00	16x12x8
Subestructura transversal	9	1	1,535.00	16x12x8
Presa de succión	20	1	45.00	3x2.5x6
Presa de asentamiento	20	1	45.00	3x2.5x6
Presa auxiliar de 90 mc	20	1	45.00	3x2.5x6
Presa trat. De 90 mc fluid. Resd.	20	1	45.00	3x2.5x6
Bomba de lodo PZ-8	30	1	27.50	2x2.5x5.5
Caseta comedor	2	1	37.50	2.5x3x5
Caseta de material químico	20	1	87.50	3.5x2.5x10
Caseta bomba centrífuga	4	1	26.40	3x4x2.2
Caseta de servicios	25	1	50.00	2.5x2.5x8
Bomba Koomey	20	1	31.20	5x2.5x2.5
Caseta soldador /eléctrico	30	1	50.00	2.5x2.5x8
Changuero superior e inferior	2	2	60.20	2.9x1.6x6(3x1.8x6)
Pizarras metálicas	40	4	22.50	9x2.5x0.25
Pizarras de madera	25	15	27.00	3x3x0.2
Muelle de tuberías	20	2	44.00	10x1.1x2
Tanques gemelos	35	2	40.00	2"@x5
Misceláneos				

Paquete 2

Concepto	Peso Ton	Cantidad Piezas	Volumen Área m³	Medida Metros
Trailer habitación	6	3	112	2.5x3.5
Bomba de agua/achique fluido residual	5	1	12	2x2x3
Escaleras de acceso (6)	8	4	30	1x1x8
Cargadores de T.P. (5)	24	6	583.2	9x9x1.2
Cargador de mástil	10	1	1654	10.5x10.5x15
Preventores	10	3	4	2x2x1
Ensamble de estrangulación	10	1	12	3x2x2
Contenedor de herramientas	20	1	24	8x3x1
Contenedor de lubricantes	20	1	24	8x3x1
Letrinas llave eckel y unidad de potencia	25	2	45	3x2x3
Swivel, rotaria y cable de perforación	12	3	7	3x2x3
Pisos falsos, petatillo y cartabones rotaria	20	3	56	5x6x3
Manifold stand pipe y caja de baches	2	1	4.5	3x3x0.5
Fuente de interconexión	20	1	31.25	5x2.5x2.5
Tubería de trabajo	20	2	44	10x1.1x2
Tubería de trabajo y herramienta	20	2	44	10x1.1x2

PARTES INTEGRANTES DEL EQUIPO TIPO "B-7" (SKY-TOP)

Paquete 1

Concepto	Peso Ton	Cantidad Piezas	Volúmen Área m³	Medida Metros
Secciones mástil	20	2	1,654.00	10.5x10.5x15
Secciones de mástil	20	2	1,654.00	10.5x10.5x15
Piernas del mástil	20	2	1,654.00	10.5x10.5x15
Caballo del mástil	10	1	1,654.00	10.5x10.5x15
Changueros y accesorios	2	2	60.20	2.9x1.6x6(3x1.8x6)
Malacate	20	1	31.00	2.5x2.5x5
Subestructura	9	1	1,535.00	16x12x8
Subestructura	9	1	1,535.00	16x12x8
Presa de succión	20	1	45.00	3x2.5x6
Presa de asentamiento	20	1	45.00	3x2.5x6
Presa auxiliar	20	1	45.00	3x2.5x6
Presa de reciclaje	20	1	45.00	3x2.5x6
Bomba de lodos	30	1	27.50	2x2.5x5.5
Caseta comedor	2	1	37.50	2.5x3x5
Caseta de material químico	20	1	87.50	3.5x2.5x10
Caseta bomba centrífuga	4	1	26.40	3x4x2.2
Planta de luz	25	1	50.00	2.5x2.5x8
Bomba Koomey y charolas	20	1	31.20	5x2.5x2.5
Caseta soldador y accesorios	30	1	50.00	2.5x2.5x8
Pizarras	40	4	22.50	9x2.5x0.25
Pizarras de madera	30	18	32.40	3x3x0.2
Pizarras de madera	30	18	32.40	3x3x0.2
Muelle de T.P. y polea viajera	20	2	44.00	10x1.1x2
Tanques gemelos	35	2	40.00	2"@x5
Misceláneos				

Paquete 2

Concepto	Peso Ton	Cantidad Piezas	Volúmen Área m³	Medida Metros
Trailer habitación	6	3	112	2.5x3.5
Bomba de agua/achique fluido residual	5	1	12	2x2x3
Escaleras de acceso (6)	8	4	30	1x1x8
Cargadores de T.P. (5)	24	6	583.2	9x9x1.2
Cargador de mástil	10	1	1654	10.5x10.5x15
Preventores	10	3	4	2x2x1
Ensamble de estrangulación	10	1	12	3x2x2
Contenedor de herramientas	20	1	24	8x3x1
Contenedor de lubricantes	20	1	24	8x3x1
Letrinas llave eckel y unidad de potencia	25	2	45	3x2x3
Swivel, rotaria y cable de perforación	12	3	7	3x2x3
Pisos falsos, petatillo y cartabones rotaria	20	3	56	5x6x3
Manifold stand pipe y caja de baches	2	1	4.5	3x3x0.5
Fuente de interconexión	20	1	31.25	5x2.5x2.5
Tubería de trabajo	20	2	44	10x1.1x2
Tubería de trabajo y herramienta	20	2	44	10x1.1x2

PARTES INTEGRANTES DEL EQUIPO TIPO "B-6"

Paquete 1

Concepto	Peso Ton	Cantidad Piezas	Volúmen Área m ³	Medida Metros
Pizarras	80	8	45.00	9x2.5x0.25
Presa de asentamiento	20	1	45.00	3x2.5x6
Presa de succión	20	1	45.00	3x2.5x6
Subestructura No. 1 y 2	18	2	1,536.00	16x12x8
Comedor	2	1	37.50	2.5x3x5
Planta de luz	1	1	4.00	2x2x1
Pisos falsos y rotaria	8	1	2.54	1.3x2.8x0.7
Malacate	20	1	31.00	2.5x2.5x5
Mástil con polea y cable	85	3	1,661.00	10.5x10.5x15 (0.8x1.5x3.3)(1.6"@x2)
Muelle de T.P. y unión giratoria	25	3	24.00	10x1.1x2(2x1x1)
Bomba de lodos	30	1	12.50	2x2.5x2.5
Puentes de interconexión	20	1	31.25	5x2.5x2.5
Tanques gemelos	35	2	40.00	2"@x5
Caseta operarios	30	1	50.00	2.5x2.5x8
Presa de captación No. 1	20	1	45.00	3x2.5x6
Presa de tratamiento No. 2	20	1	45.00	3x2.5x6
Presa auxiliar de 90 MC	20	1	45.00	3x2.5x6
Misceláneos				

Paquete 2

Concepto	Peso Ton	Cantidad Piezas	Volúmen Área m³	Medida Metros
Rampa de material químico	40	2	175	3.5x2.5x10
Caseta bomba centrífuga	4	1	26.4	3x4x2.2
Unidad de potencia llave eckel y bomba de agua	10	2	24	4x3x4
Letrina, tanque para agua y cargador	27	3	50	4x3x4
Cobertizo para presas	30	1	50	2.5x2.5x8
Bomba Koomey y escaleras	21	3	80.5	7x3x3
Ensamble de estrangulación	10	1	12	3x2x2
Contenedor de herramientas	20	1	24	8x3x1
Contenedor de lubricantes y preventores	20	1	24	8x3x1
Cargador de T.P. núm. 1 (3)	24	6	583.2	9x9x1.2
Cargador de T.P. núm. 1 (2)	24	6	583.2	9x9x1.2
Taller habitación núm. 1 y 2	12	6	124	5x7x3.54
Cobertizo de trailer	30	1	50	5x7x3.54

3.4 SECUENCIA SISTEMATICA DE LA INSTALACIÓN Y DESMATELAMIENTO DE UN EQUIPO

SECUENCIA SISTEMÁTICA PARA LA INSTALACIÓN DE EQUIPOS

1. Verificación del sitio donde se instalara el equipo
2. Inspección a unidades de apoyo logístico
3. Platicas de seguridad operativa con el personal involucrado
4. Realizar trazos para la distribución del equipo
5. Instalación de pizarras
6. Instalación de subestructuras
7. Instalación de malacates
8. Instalación de bombas de lodo
9. Instalación de rampa de material químico
10. Instalación de paquete de maquinas
11. Instalación de paquetes de lodo
12. Instalación de caseta de herramientas y tanques de agua y diesel
13. Armar piso y rotaria.
14. Instalar freno magnético, motor eléctrico, tomas de fuerza
15. Acoplar transmisiones y líneas neumáticas
16. Armar mástil y verificar puntos críticos. Evitar dejar objetos en el mástil
17. Instalar brida de izaje
18. Guarnir aparejo
19. Instalar el indicador de peso
20. Instalar sistema eléctrico, de agua, de aire y combustible y probar funcionamiento del freno auxiliar
21. Levantar mástil
22. Instalar bombas para operar
23. Armar cobertizo y terminar de instalar red eléctrica
24. Instalar al frente, cargadores, rampas y muelles de tubería
25. Instalar trailer habitación
26. Nivelación de equipo
27. Instalación de señalización de seguridad

FIN

RECOMENDACIONES DE SEGURIDAD EN LA INSTALACIÓN DE EQUIPO.

1. El personal involucrado en las tareas de perforación y mantenimiento de pozos deben portar el equipo de protección personal completo específico para cada trabajo que la empresa Petróleos Mexicanos les proporciona.
2. Antes de iniciar cualquier tipo de trabajo se deben dar pláticas de seguridad o de la operación a realizar para concientizar al personal de los riesgos que puede provocar una tarea mal hecha.
3. El Técnico y el perforador deben vigilar que todos los trabajadores porten correctamente el equipo que la empresa les proporciona.
4. No deben de estar mas de una persona haciendo señales durante las maniobras, la persona seleccionada debe tener amplia experiencia.
5. Los cables de acero que se utilizaran para la maniobras, deben inspeccionarse antes de ser utilizados y tener una resistencia mínima de 5 veces mayor al peso de la carga a levantar.
6. Todo cable en malas condiciones no debe ser utilizado y si, desecharse inmediatamente para no volver a ser utilizado por equivocación.
7. El personal no debe viajar junto con las cargas, ni caminar o pararse debajo de estas cuando se encuentran suspendidas para no exponer en riesgo su integridad física.
8. El personal que trabaje en altura mayor de 1.80 m. Debe usar sin excusa el equipo de seguridad apropiado para estos tipos de trabajos y evitar actos inseguros que puedan provocar un accidente.
9. Cuando se esté levantando el mástil, el personal debe retirarse del área y trayectoria del mismo por cualquier objeto que pudiera caerse en el Izage y causarle un accidente.
10. En el mismo Izage del mástil, no se deben hacer maniobras con unidades motrices debajo de este, o dentro del radio de acción del mismo para evitar accidentes por caídas de objetos o posible caída drástica del mástil.
11. Todo acto o condición insegura debe ser corregido de inmediato ya que esto es sinónimo de accidentes.
12. No debe permitirse que las grúas trabajen:
 - a. Si se observan en malas condiciones
 - b. Si los operadores carecen de experiencia, sus cables o estrobos se encuentren dañados o no sean de suficiente capacidad
 - c. Si esta mal nivelada o el operador no respeta las reglas de seguridad
13. Las grúas como unidades de apoyo en los trabajos de instalación de equipo deben contar con un equipo sonoro o claxon para prevenir al personal, cuando estas se encuentran en movimiento.
14. Verificar antes de suspender cualquier carga las condiciones del freno y las condiciones en general de las grúas, resistencia de sus cables y sus ganchos de acero.
15. Antes de levantar las cargas con la grúa esta debe anclarse y nivelarse correctamente y tener el ángulo correcto de acuerdo a la tabla instalada en la misma grúa por el fabricante.

16. Verificar el correcto amarre y nivelación de las cargas, (los cables utilizados en la carga deben tener el mismo diámetro y largo)
17. Delimitar el área de acción de la grúas con cinta barricada para prevenir a la persona de los posibles riegos cuando estas están en operación o realizan maniobras.
18. Cuando se tenga cargas en suspenso, deben ser guiadas directamente con las manos, para hacer esto se recomienda guiarlas amarrándoles retenidas con elásticas para trabajar alejando de la pieza en movimiento.
19. El operador de la grúa debe coordinar con un elemento diestro de maniobra para recibir únicamente de este, las indicaciones pertinentes y evitar provocar errores costosos por malas indicaciones.
20. La visibilidad para mandar y captar las señales al realizar las maniobras deben ser claras y precisas, si por motivos que no pueda ser así, debe poner a otra persona con experiencia que sirva de intermediario para realizar con seguridad este evento,
21. El área en donde se realizan las maniobras debe encontrarse, limpia, ordenada, y libre de obstáculos.
22. En trabajos de altura y en donde sea posible instalar andamio, este debe instalarse para una mayor seguridad del personal, sin olvidar ponerse el equipo para trabajos de altura.
23. El técnico y el perforador tienen la obligación de vigilar que el personal a su cargo y los de compañías auxiliares, den cumplimiento a las normas de seguridad y estos últimos de acatarlas.
24. Toda maquinaria en movimiento para cargas y maniobras deben ser operadas por personal con experiencia, que no deje lugar a dudas su habilidad y experiencia.
25. Los equipos deben instalarse en contra de los vientos dominantes para que estos, en caso de una manifestación del pozo no lleven los gases o el fuego hacia la dirección de la vía de escape del personal o hacia la unidad de control de los preventores.
26. Debe instruirse al personal sobre contingencias y señalizarse las rutas de evacuación
27. La operación de inspección de un equipo ayuda de manera determinante a prevenir accidentes, pero es un esfuerzo compartido de todo el personal dentro de la instalación.
28. La inspección se considera desde la revisión de un simple tornillo, hasta una auditoria completa a un equipo de perforación y mantenimiento de pozos.
29. Inspeccionar la instalación correcta y segura de los pisos, barandales y escaleras.
30. Inspección de los accesorios usuales de operación tales como:
31. Las cuñas para tuberías,
32. Elevadores
33. Llaves de torques
34. Cabrestantes
35. Malacates neumáticos
36. Cables de acero
37. Estorbos

38. Ancla de la línea muerta
39. Verificar que los agujeros en el piso cuando no estén en uso se mantengan tapados
40. Herramientas de trabajo suficientes, apropiadas y en buenas condiciones
41. El sistema de iluminación debe ser suficiente para los trabajos nocturnos.
42. Debe inspeccionarse el equipo de seguridad personal como son los cinturones, arneses, cables de vida, guantes, lentes protectores, botas y ropa antes de iniciar los trabajos de armado de equipo.
43. Lo expuesto arriba son recomendaciones mínimas de las que deben prevalecer en el equipo.
44. Por ningún motivo, razón o causa debe pasarse por alto la verificación general y detallada de las condiciones de seguridad y operación del equipo, las herramientas, y los accesorios, antes de iniciar las operaciones de perforación y mantenimiento de pozos, y posteriormente durante las operaciones a intervalos establecidos bajo programas o antes si se detectan operaciones riesgosas y con mayor razón aquellas de alto riesgo.
45. Es de suma importancia que prevalezca: **LA SEGURIDAD, EL ORDEN, Y LA LIMPEZA** en el área de trabajo y en general de toda localización para evita condiciones inseguras que provoquen accidentes.

SECUENCIA SISTEMÁTICA DEL DESMANTELAMIENTO DE EQUIPO

1. Efectuar pláticas de seguridad ecológica y operativa
2. Probar sistemas de abatimiento (gatos hidráulicos)
3. Desmantelar el piso de trabajo, mesa rotaría, verificar funcionamiento del freno auxiliar y anclaje del malacate.
4. Abatir mástil.
5. Asegurar guarnido del aparejo
6. Desmantelar changuero, polea viajera, corona y mástil.
7. Desmantelar bombas para lodo, líneas y conexiones.
8. Desmantelar malacate.
9. Desmantelar las subestructuras.
10. Desmantelar sistemas de combustible neumático y eléctrico.
11. Desacoplar motogeneradores.
12. Desmantelar paquete de lodo.
13. Desmantelar conexiones del cuarto de control y pasillo de cableado eléctrico.
14. Desconexión de compresores.
15. Desmantelar bombas para operar preventores.
16. Levantamiento de pizarras.

3.5 PROCEDIMIENTO PARA IZAR Y ABATIR UN MÁSTIL

RECOMENDACIONES DE SEGURIDAD ANTES DE IZAR Y ABATIR UN MÁSTIL

1. El Técnico reunirá al personal e impartirá pláticas de seguridad, ecología y operativa.
2. Revisar el estado de operación en que se encuentra la polea guía donde trabaja el cable principal al momento que se alinea en ella en determinado momento del abatimiento.
3. Verificar las condiciones de operación de las poleas de la corona, así como el engrase de las mismas.
4. Verificar que estén bien instalados sus barandales y no haya herramientas u objetos sueltos.
5. Verificar que se encuentren instalados los tornillos guardas del cable de operación sobre las poleas de la corona.
6. Verificar que la tornillería se encuentre completa, en buenas condiciones, bien apretada y con sus seguros (chavetas) instalados.
7. Verificar con el personal de mantenimiento (mecánica de piso) la calibración de las ranuras de las poleas y todo lo concerniente a la base de las mismas (mesa de agua) para apreciar sus condiciones de operación.
8. Verificar que se encuentre instalada en su lugar y asegurada la defensa de la corona.
9. Verificar que no haya soldaduras rotas ni corrosión que de lugar a no hacer una operación correcta.
10. Verificar que este correcto el guarnido del cable conforme corresponde al arreglo de las poleas de la corona, (es decir, que no hayan líneas cruzadas)
11. Verificar que no se encuentren piezas, herramientas u objetos sueltos en el mástil.
12. Inspeccionar detalladamente toda la estructura del mástil y subestructuras como son: Los ángulos, viguetas, rieles, guías correderas, soldaduras, puntos críticos donde mayor fricción tiene el cable de operación, puntos de apoyo de los rodamientos de las poleas, holgura entre pernos y agujeros (desgaste) corrosión, fisura y golpes.
13. Todas las poleas o rodamientos deben lubricarse y girar libremente en forma continua (sin trabones)
14. El cable de la línea muerta en el ancla, debe estar bien asegurado y todo el cable en general debe encontrarse lubricado y en buenas condiciones de operación, (sin óxidos, alambres rotos o torceduras en el cable)
15. Verificar que el tornillo pasador (guarda del cable) en la parte superior del ancla, no este instalado durante la operación de abatimiento del mástil, corroborar que el tambor del ancla tenga las vueltas necesarias (3) con todos sus tornillos completos y apretados con el torque recomendado por el fabricante.
16. Revisar que los candados estén en buenas condiciones, limpios y lubricados.
17. Revisar que el cable de la brida de izaje se encuentre en optimas condiciones de operación y correctamente instalado, sus pernos deben estar posicionados

de adentro hacia a fuera y con sus seguros instalados, verificar el libre giro y lubricación de las poleas de apoyo del cable de la brida.

18. A todas las bridas se les debe llevar un record de trabajo.
19. Por norma, una brida de Izage debe cambiarse cuando complete los ciclos recomendados (Izage-abatimiento) ó antes si durante la revisión visual se detectan anomalías que requieran su cambio inmediato.
 - 1.- Durante el tiempo que el equipo permanezca en operación, la brida debió permanecer lubricada y protegida de la intemperie. No olvide consultar siempre el procedimiento de desarmado de equipo antes de llevar a cabo la operación.
 - 2.- En todos los equipos antes de subir o bajar un mástil, debe solicitarse la unidad de engrase y lubricar todo el sistema de Izage (poleas y rodillos)
 - 3.- Verificar en el changuero los barandales y pasillos del chango, que estén asegurados.
 - 4.- Verificar que los zapatos estén llenos de agua (30 m³) con la finalidad de que sirva de contrapeso de mayor tensión en el abatimiento del mástil, o anclas de malacate.
 - 5.- Verificar el funcionamiento correcto del indicador de peso:
 - Calibración del indicador.
 - La carátula correspondiente al número de vueltas del cable en el guarnido.
20. Asegurar el suficiente abastecimiento de aire en el malacate (120 lb/pg²) y la existencia del combustible, lubricantes, y agua.
21. Arrancar y probar las maquinas (mínimo dos, verificando presión, temperatura y RPM.)
22. Verificar el sistema de frenos y los controles del malacate.
23. Verificar la potencia del freno y del auxiliar (electromagnético)
24. Colocar una unidad B-87 al frente de la localización e instalar un cable de hacer de 9/16 pg. (en la sección de la corona) al malacate de una unidad B-87, para bajar al mástil de su vertical, al quitar los pernos del mástil que lo mantiene asegura al pedestal (caballo).
25. Verificar que todos los pernos estén enchavetados y los tornillos con sus cuentas bien apretadas y enchavetadas.
26. Verificar que todas las poleas de suspensión de las llaves de torques, guía del cable de operación, la de amortiguación para el cable muerto así como todo lo que se encuentra en el mástil, esté asegurado.

CAPITULO 4

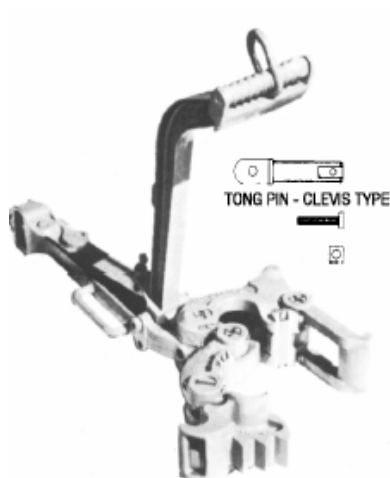
HERRAMIENTAS Y EQUIPOS EN PISO DE TRABAJO

4.1 CARACTERÍSTICAS Y MANEJO DE LAS LLAVES DE FUERZA MANUALES E HIDRÁULICAS

LLAVES MECÁNICAS DE FUERZA

Las llaves más utilizadas en los trabajos del área de Perforación y Mantenimiento de pozos son:

Llave tipo “C” para tuberías de trabajo y lastrabarrenas



SUPER C

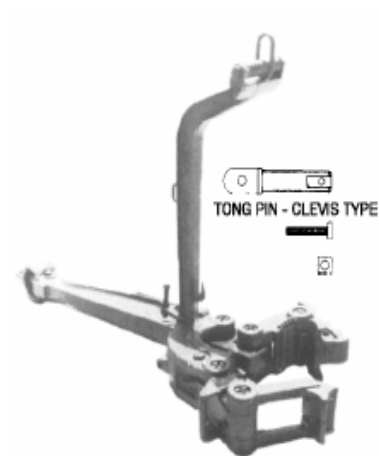
Manual Tong for Drill Pipe and Casing.
Torque Rating: 35,000 Ft. Lbs.

Range $2\frac{3}{8}"$ - $10\frac{1}{4}"$
Interchange: BJ 'C', BV-35

P/N	DESCRIPTION	
619-101-0301	Tong W/ $40\frac{1}{2}"$ Lever & $3\frac{1}{2}"$ - $5\frac{1}{4}"$ Lug Jaw	$3\frac{1}{2}"$ - $5\frac{1}{4}"$
619-101-0302	Tong W/ $30\frac{7}{8}"$ Lever & $3\frac{1}{2}"$ - $5\frac{1}{4}"$ Lug Jaw	$3\frac{1}{2}"$ - $5\frac{1}{4}"$
617-101-0330	Lug Jaw	$2\frac{3}{8}"$ - $3\frac{5}{8}"$
617-101-0329	Lug Jaw	$2\frac{7}{8}"$ - $4\frac{1}{4}"$
617-101-0321	Lug Jaw	$3\frac{1}{2}"$ - $5\frac{1}{4}"$
617-101-0333	Lug Jaw	$5\frac{1}{4}"$ - $7"$
618-101-0423	Lug Jaw Assy.	$7"$ - $8\frac{5}{8}"$
617-101-0423	Lug Jaw Only	$7"$ - $8\frac{5}{8}"$
617-101-0426	Hinge Jaw Only	$7"$ - $8\frac{5}{8}"$
618-101-0424	Latch Lug Jaw Assy.	$9"$ - $10\frac{1}{4}"$
617-101-0424	Latch Lug Jaw Only	$9"$ - $10\frac{1}{4}"$
617-101-0430	Hinge Jaw Only	$9\frac{5}{8}"$ - $10\frac{1}{4}"$

Figura

Llave tipo “B” y “SDD” para tubería de trabajo, lastrabarrenas y tuberías de revestimiento.



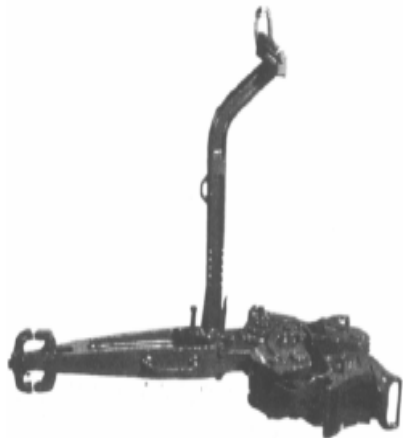
SUPER B

Manual Tong for Drill Pipe and Casing.
Torque Rating: 55,000 Ft. Lbs.

Range 3½" - 13¾"
Interchange: BJ 'B', BV-55

P/N	DESCRIPTION	
616-101-0101	Tong W/ 48¾" Lever & Latch Lug Jaw	4" - 6¾"
619-101-0102	Tong W/ 42¾" Lever & Latch Lug Jaw	4" - 6¾"
619-101-0134	Tong W/ 36" Lever & Latch Lug Jaw	4" - 6¾"
617-101-0121	Lug Jaw	3½" - 5"
617-101-0122	Lug Jaw	4¼" - 6¾"
617-101-0123	Lug Jaw	6⅝" - 9"
617-101-0129	Lug Jaw	8" - 9"
617-101-0124	Lug Jaw	9" - 10¾"
616-101-0125	Lug Jaw	11¼"
617-101-0131	Lug Jaw	12¼"
617-101-0126	Lug Jaw	13¾"

Figura



SDD

Manual Drill Pipe and Casing Tong.
Torque Rating: 100,000 Ft. Lbs.

Range 4" - 17" O.D.
Interchange: BJ SDD, BV-100

P/N	DESCRIPTION	
619-101-0601	Tong C/W 4"-8½" Lug Jaw Assy.	4" - 8½"
618-101-0621	Lug Jaw	4" - 8½"
618-101-0622	Lug Jaw	8½" - 12"
618-101-0623	Lug Jaw	12" - 15"
618-101-0624	Lug Jaw	15¼"
618-101-0625	Lug Jaw	16" - 17"
618-101-0626	Hinge Jaw	8½" - 17"

Figura

INSTALACIÓN

La llave deberá suspenderse en un cable de acero flexible de 9/16" de diámetro, empleando una polea que se coloca a la altura del changuero del mástil del equipo.

- Un extremo del cable se fija a la barra de suspensión de la llave.
- En el otro extremo se coloca un contrapeso, el cual debe estar situado en la parte inferior del piso de trabajo y tener el peso suficiente para que la llave pueda ser movida hacia arriba o hacia abajo por un solo hombre.
- Posteriormente, asegúrese la llave con otro cable de acero con las mismas características.
- Un extremo del cable se sujeta al perno que tiene la llave en el extremo lateral del brazo de palanca.
- Asegure el otro extremo a la base del mástil.
- Instale un conjunto de indicadores de torque (dinamómetro) de llaves, como el que se aprecia en la siguiente figura. Este aparato sirve para el control y las medidas de torsión de la llave de fuerza.

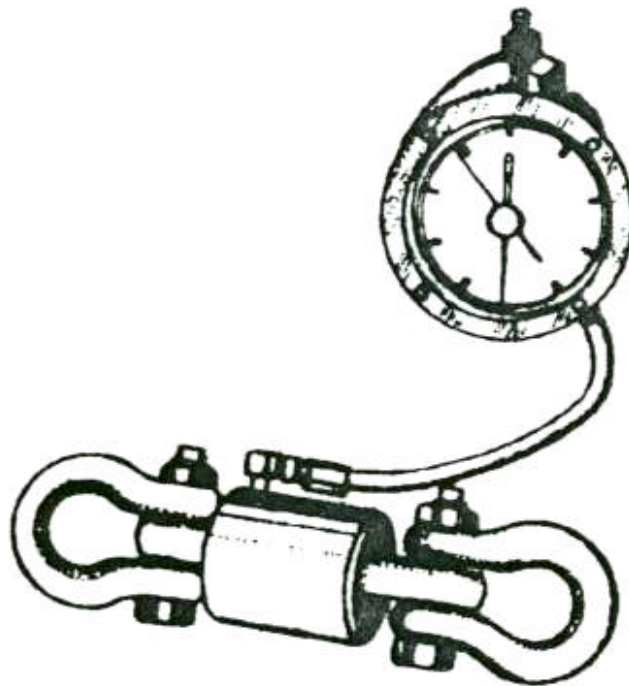


Figura indicador de torque (Dinamómetro)

El indicador de torque (dinamómetro) consta de dos agujas:

- La aguja roja se emplea para fijar límites de fuerza aplicada.
- La aguja negra permite una verificación precisa del torque requerido en el enrosque de las juntas o lastrabarrenas que se usan en tuberías de perforación.

La colocación del indicador de torque puede ser dinamómetro o torquimetro.

- Portátil.
- Permanente.

Al conectar o desconectar tubería, la rotaria debe estar sin el candado, ya que cuenta con dos llaves de fuerza. La mesa rotaria recibe energía de la transmisión mecánica del malacate o de su propio motor eléctrico.



En la figura se aprecia la tubería, cuñas mesa rotaria, candado de la rotaria, cables salvavidas, posición correcta de la colocación de las llaves de fuerza y la **forma correcta de colocarse del personal que las esta operando.**

- La de la izquierda se le conoce como llave de quebrar.
- La de la derecha se le identifica como llave de apretar.

El uso incorrecto de este tipo de llaves es sumamente peligroso, ya que la fuerza aplicada es tal que puede ocasionar daños personales de consecuencias graves, si no se prevén las posiciones correctas para accionarlas; la figura nos presenta una posición inadecuada en el manejo de ellas.

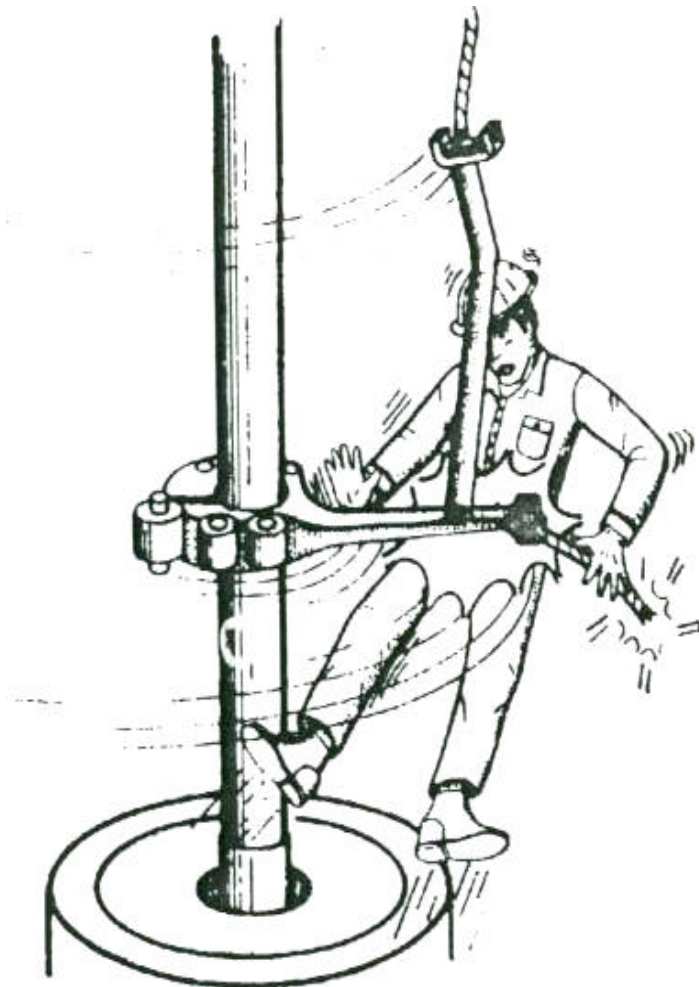


Figura Posición inadecuada

CONDICIONES DE SEGURIDAD

- El cable de seguridad que sujeta al contra peso, debe tener la longitud necesaria para permitir el movimiento vertical suficiente de la llave, sin que el contra peso se apoye en alguna superficie.
- Para evitar accidentes personales inspeccione los cables de seguridad periódicamente.
- Nunca debe utilizar las llaves para desconectar la tubería con rotaria.
- Al conectar o desconectar la tubería revise que la rotaria se encuentre sin el candado.
- Para asegurarse que la conexión tenga un buen apriete, la llave debe estar en un ángulo recto (90°) a la línea de jalón. En cualquier otro ángulo la efectividad se reduce, disminuyendo la fuerza de torque aplicada.

LLAVES HIDRÁULICAS

Las llaves hidráulicas pueden ser usadas en tuberías de producción, de perforación y de revestimiento, dependiendo del modelo y tamaño que se requiera.

Llave de rolado y apriete

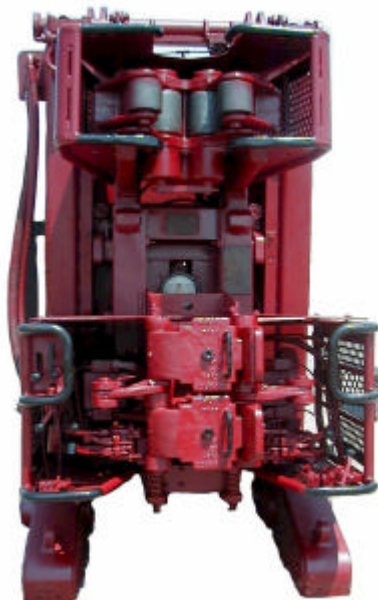


Figura llave hidráulica de rolado y apriete IR 2100

En el rango de operación o cambios de diámetros de tubería, deberá sustituir únicamente las cabezas o mordazas, empleando los mismos dados.

OPERACIÓN

Los pasos a seguir para la operación de la llave IR 2100 son:

1. Verifique el diámetro y tipo de la tubería que se va a manejar.
2. Coloque las cabezas o mordazas (1) al diámetro correcto.

Los dados (2) deberán tener filo y estar limpios.

Abra la compuerta (3) de las mordazas.

3. Confirme que la presión sea la requerida para aplicar el torque necesario a la tubería en cuestión
4. Una vez realizado lo anterior, ponga la llave en la sarta de tubería.
5. Es importante que conserve la nivelación de la llave durante las operaciones, para evitar daños en la tubería y en la llave misma.

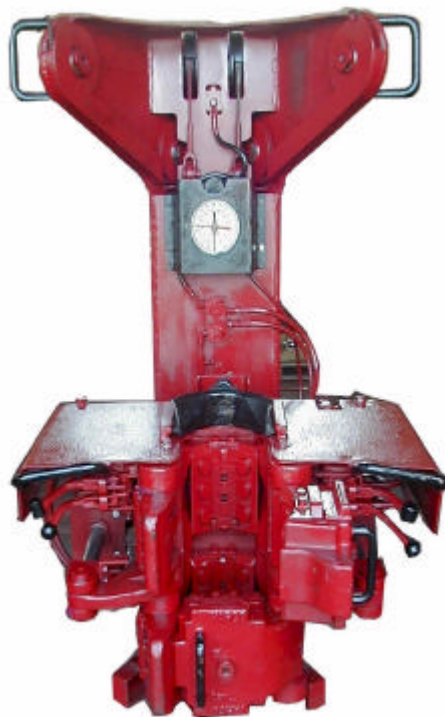
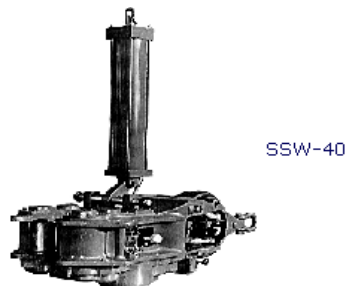


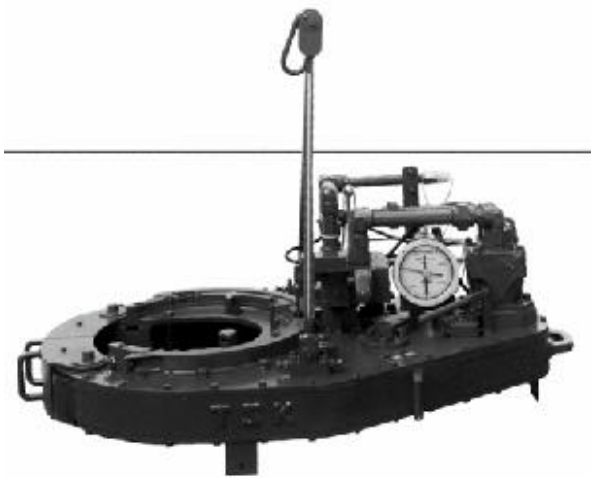
Figura llave hidráulica TW 60

Llave roladora SSW 40



ESPECIFICACIONES	
Rango	3 1/2"-9 1/2"
Torsión	1100 lbs/pies
RPM	120
Peso	386 Kg
Suministro	Hidráulico

Llave marca ECKEL UHT modelo 5½



Figura

En el rango de operación o cambios de diámetro de tuberías, ocurre lo mismo que en la llave descrita anteriormente, solo se cambian las cabezas o mordazas estas mismas ya traen sus dados integrados.

4.2 TIPOS Y MANEJOS DE LAS CUÑAS MANUALES Y AUTOMATICAS.

CUÑAS PARA TUBERÍA

La función principal de las cuñas para tubería es sostener la sarta de perforación a nivel de piso rotaria.

Existen cuñas para:

- a. Tuberías de producción
- b. Tuberías de perforación
- c. Tuberías de revestimiento
- d. Lastrabarrenas.



**Figura Cuñas para tubería de perforación y colocación
Adecuada del personal para extraerlas**

CUÑAS PARA TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN.

Las siguientes figuras ilustran los dos tipos de cuñas para tuberías de producción.

Las cuñas de acción mecánica pueden ser operadas con cargas hasta de 40 ton.



Figura Cuñas para tubería de producción

Las cuñas de acción automática soportan cargas hasta de 40 ton.

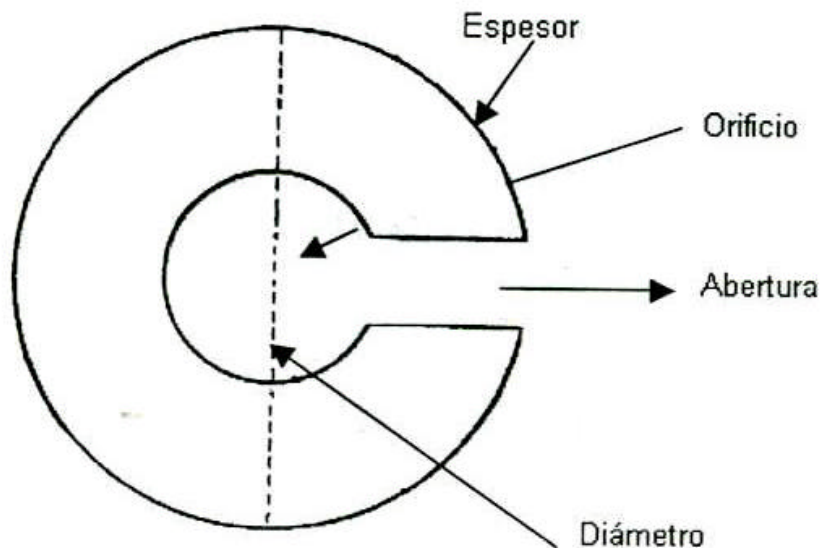


Figura Cuñas para tubería de producción

Estos dos tipos de cuñas manejan tuberías de producción de: 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2", para el cambio de diámetro se colocan únicamente dados del tamaño de la tubería, considerando el diámetro exterior del tubo. (Comúnmente se utilizan para el cambio de medio árbol por preventores y viceversa)

INSTALACIÓN

Las cuñas para tubería de producción se instalan arriba de una pieza metálica, como se ilustra en la figura inferior.



Figura

Esta pieza se ubica sobre la rotaria, tomando en cuenta el tamaño de ésta y tiene como función estabilizar la base de la caja o araña de las cuñas.

Recomendación:

Cuando introduzca en el interior de la caja o araña los gajos que componen el cuerpo completo de cuñas, procure que queden al mismo nivel, para que el acuñaamiento sea uniforme.

Cuando se inicia o termina un trabajo de reparación de un pozo, estas cuñas se pueden situar sobre la brida del cabezal de la tubería de producción para llevar a cabo las conexiones que se requieran.

El uso de las cuñas para tubería de producción es versátil debido a que su peso es ligero y pueden ser manejadas por una sola persona; además el daño ocasionado por los dados al cuerpo del tubo es mínimo, por lo que se consideran eficientes en el manejo de tuberías.

PRECAUCIONES

Cuando se usen cuñas de cualquier tipo u otra herramienta, invariablemente se deberá colocar el hule limpiador de tubería en el espacio libre que existe entre la campana de circulación y la parte inferior del bushing de la rotaria. Este hule previene que objetos como: dados de llaves, cuñas, herramientas manuales, etc., caigan en el orificio de la rotaria y se depositen dentro del pozo, ocasionando el atrapamiento de las herramientas que se sacan, además elimina el fluido de control del exterior de la tubería dejándola limpia.

IMPORTANTE

El hule limpiador sirve para proteger la caída de cualquier objeto dentro del pozo.

CUÑAS PARA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Las cuñas de dados extra largos se encuentran diseñadas para cargas y profundidades de 15,000 pies, las cuñas no deben ser impulsadas con los pies, tampoco se deben de colocar con la tubería en movimiento, se deben colocar cuando la tubería esté frenada.



Figura Cuñas para tubería de perforación

Las cuñas de rotaria para tuberías de perforación antes mencionadas, también pueden ser usadas en tuberías lavadoras, lo único que varía es el rango de agarre de los dados, ya que el diámetro de estas tuberías es mayor.

CUÑAS AUTOMÁTICAS PARA TUBERÍA DE PERFORACIÓN



Cuña PS 15

ESPECIFICACIONES
T.P. 27 1/2" y 37 1/2" a 49 1/2"

CUÑAS PARA TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Las cuñas para tuberías de revestimiento que se utilizan actualmente son del tipo araña.



Figura Cuña para tubería de revestimiento

Este tipo de cuñas requieren de una guía de media luna (figura 10.56) instalada en la mesa rotaria, tomando en cuenta el tamaño de esta, tiene como función estabilizar la base de la caja o araña de las cuñas.

CUÑAS PARA LASTRABARRENAS

Las cuñas para lastrabarrenas que se emplean en los trabajos de Perforación y Mantenimiento de pozos son las que se muestran en la siguiente figura:



Figura Cuñas para lastrabarrenas

Para el uso de diferentes diámetros de los lastrabarrenas se reduce o se amplía el diámetro de las cuñas variando la cantidad de elementos del cuerpo de la cuña.

En el uso de las cuñas para lastrabarrenas y tubería lavadoras, es imprescindible utilizar collarines de seguridad como las que se muestran en la siguiente figura, debido a que los lastrabarrenas y las tuberías lavadoras tienen toda su parte exterior lisa, así, en supuesto caso que fallara el sostén que ejercen las cuñas que efectúan el apoyo en el bushing de la rotaria, el collarín colocado en los lastrabarrenas 10 cm. Arriba de las cuñas, impedirá que la sarta se caiga al interior del pozo ocasionando un "pez". Asegure que el perno revobinable esté sujeto a una cadena que se encuentre nivelado en forma regular y para asegurar que el amarramiento de cuñas al D. C. o tubería lavadora, se recomiendan golpes leves en toda el área circular de la herramienta para asegurar el acomodo de los dados.

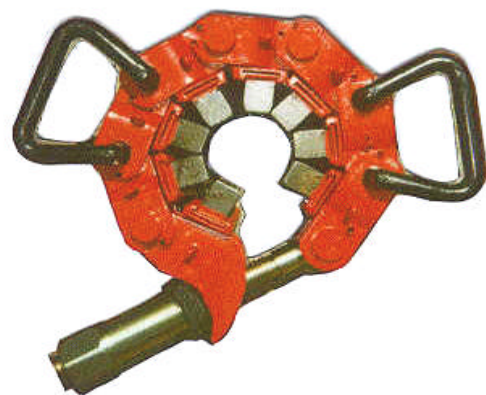


Figura collarín para lastrabarrenas

RECOMENDACIONES PARA EL USO CORRECTO DE CUÑAS PARA ROTARIA:

- o Mantenga los bushings de la rotaria y las cuñas en buenas condiciones.
- o Realice periódicamente una inspección a los bushings, para que sus dimensiones estén conforme al API.
- o Para cargas arriba de 250,000 lb use cuñas extras largas, vigilando que los bushings de rotaria tengan la suficiente longitud, con el propósito de que las cuñas trabajen en toda su extensión.

Para saber si están actuando en su agarre correcto:

1. Levante la flecha con toda la sarta hasta tener el cuerpo del tubo en posición cubra el tubo envuélvalo con dos hojas de papel de estraza coloque las cuñas en el bushing de la rotaria, aplique gradualmente todo el peso de la tubería.
2. Eleve la tubería y saque las cuñas evitando no desgarrar el papel examine la longitud donde accionaron y determine toda el área de agarre; si el bushing y las cuñas no están bien, notará unas marcas de agarre parciales, por lo que debe repetir la prueba con una cuñas nuevas, si aun así las marcas no son uniformes, los bushings de la rotaria están mal y deben ser reparados o cambiados.

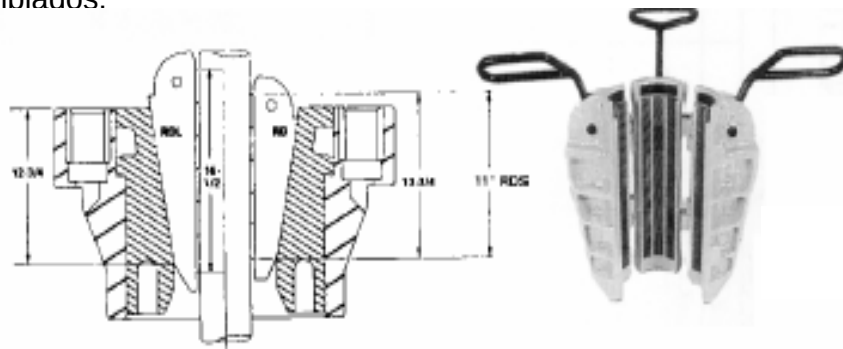


Figura Cuñas y bushings

PRECAUCIONES

- Las cuñas con menor diámetro que el de la tubería, deforman las propias cuñas y dañan la tubería.
- Al sacar tubería nunca deje las cuñas dentro del bushing, ya que se dañan las juntas de la tubería rápidamente y se desgastan los dados.
- Al meter tubería no detenga el peso de la sarta bruscamente con las cuñas, ya que se recalca la tubería, se dañan las cuñas y los bushing.

4.3 USO Y MANEJO DE LAS VALVULAS DE SEGURIDAD

TIPO DE VÁLVULA DE COMPUERTA Y SEGURIDAD

Las válvulas de compuerta son parte principal del equipo de control superficial y se localizan en el ensamble de estrangulación; en las líneas de matar y estrangular principalmente. También se localizan en los diferentes cabezales de tuberías de revestimiento conforme avance la perforación del pozo y las etapas del mismo.

En el mercado existen diferentes tipos de válvulas de compuerta y su selección estará en función de diferentes factores como lo menciona en las prácticas recomendadas el API RP-53.

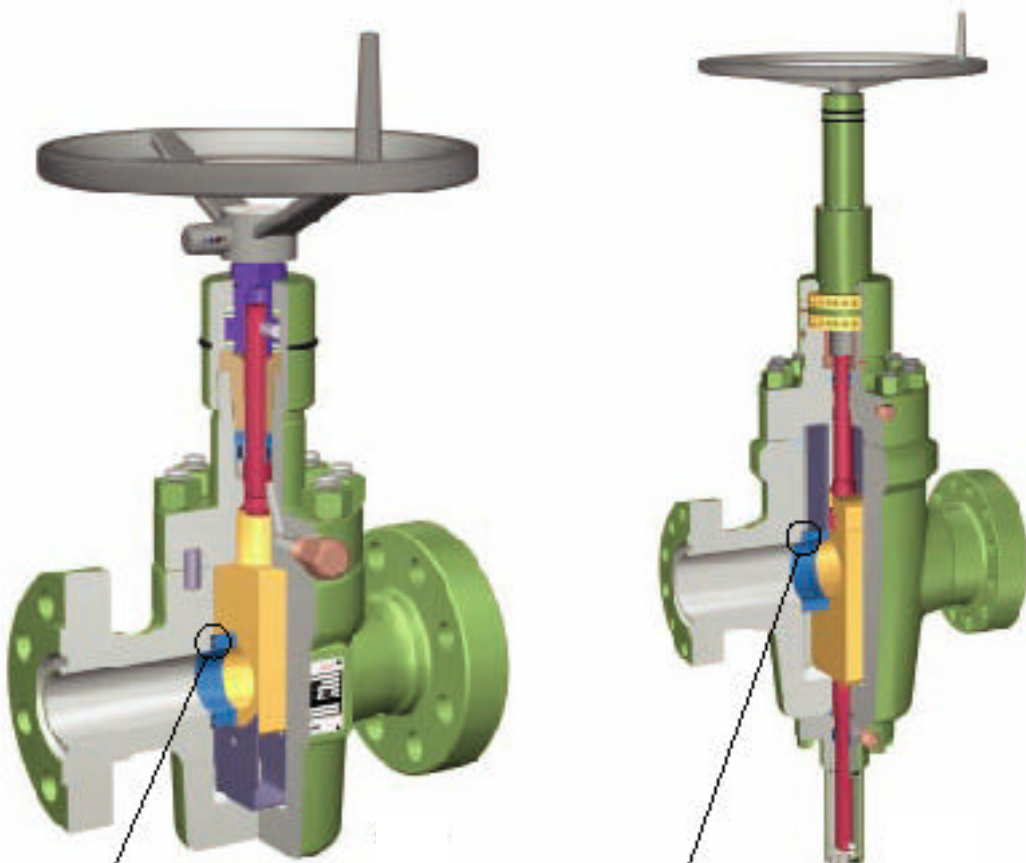


Figura Válvulas Cameron de compuerta itpo FLS Y FLS-R para 5,000, 10,000 y 15,000 lb/ pg de 1 13/16, 2 1/16, 3 1/16 pg.

CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Deben considerarse factores tales como: presiones anticipadas de la formación y en la superficie, método de control a usarse, situación ambiental del pozo; corrosividad, volumen, toxicidad y abrasividad de los fluidos.

La principal válvula de compuerta es la del tipo de equilibrio de presiones.

Recomendaciones:

- Lubricar esporádicamente el sistema de cierre de la válvula.
- Se recomienda que el cierre de la válvula la realice una sola persona para evitar dañar el hule de retención de presión por exceso de apriete.

VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y PREVENTOR INTERIOR

Las normas API y reglamentos internacionales, establecen que los equipos de perforación deben estar dotados de las válvulas siguientes:

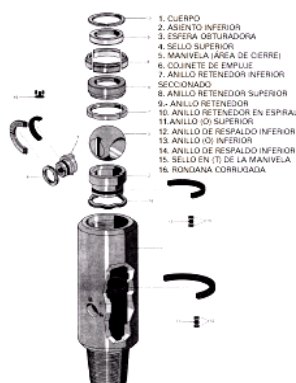
VÁLVULAS DE LA FLECHA

Válvula macho superior de la flecha

Se instalará entre el extremo superior de ésta y la unión giratoria, debe ser de una presión de trabajo igual a la del conjunto de preventores.

Válvula inferior de la flecha

Se instalará entre el extremo inferior de la flecha y el sustituto de enlace, debe ser de igual presión de trabajo que la superior y pasar libremente a través de los preventores.



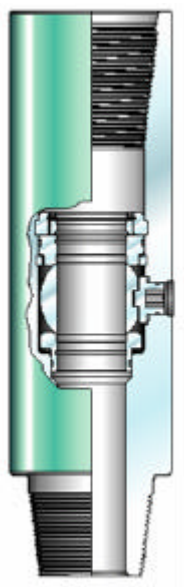


Figura Válvula de la flecha

Las llaves que operan las válvulas deben ubicarse en un sitio exclusivo y accesible para la cuadrilla en el piso de perforación.

VÁLVULAS EN EL PISO DE PERFORACIÓN

Se debe disponer de una válvula de seguridad en posición abierta en cada tipo de medida de rosca que se tenga en la sarta de perforación, de una presión de trabajo similar a la del conjunto de preventores instalado.

Estas válvulas deben ubicarse en un sitio exclusivo y de fácil acceso para la cuadrilla en el piso de perforación. Para el caso de los lastrabarrenas se pueden utilizar combinaciones en la parte inferior de las válvulas.

Se debe tener cuidado de no utilizar tapones de levante u otros accesorios en la parte superior de la válvula, ya que restringe el paso del fluido, dificultando ampliamente la instalación cuando se tiene flujo por la tubería de perforación.

Es aconsejable en tal caso y para facilitar su instalación, colocarle una abrazadera atornillada provista de dos manijas, misma que debe retirarse inmediatamente después de su instalación, con objeto de quedar en condiciones de introducirse al pozo.

Por otro lado, respecto a las válvulas de seguridad que debe haber en el piso de perforación, cuando se introduzca tubería de revestimiento, la norma establece que debe de haber una válvula disponible con la conexión o conexiones apropiadas de la rosca que tenga tuberías.

Es conveniente señalar que el cumplimiento de esta norma debe ser más estricto cuando se introducen tuberías de revestimiento de diámetro pequeño (7 o 5") en zonas productoras.

PREVENTOR INTERIOR

Los reglamentos citados, también establecen que se debe disponer de un preventor interior (válvula de contrapresión) para tubería de perforación por cada tipo de rosca que se tenga en la sarta y del mismo rango de presión de trabajo del conjunto de preventores.

Para este caso, será suficiente con una válvula de este tipo por cada rosca de la tubería de perforación en uso, siempre y cuando todas las válvulas de seguridad tengan en la parte superior una conexión similar a la de la tubería; ya que al presentarse un brote pueda instalarse en la tubería de perforación, ya sea la válvula de seguridad o preventor interior.

A continuación se enuncia la ventaja más sobresaliente cuando se dispone el Preventor interior.

VENTAJA

Si al estar llevando a cabo las operaciones de control con unidad de alta presión y se suscitara una fuga superficial o ruptura de la línea y no se dispusiera de este preventor, el pozo podría quedar a la deriva, ya que sería muy riesgoso que una persona se acercara a la tubería y cerrara la válvula de seguridad.

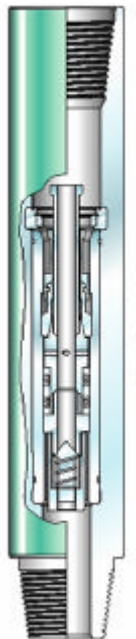


Figura preventor interior

4.4 CUÑAS, LLAVES Y ELEVADORES PARA LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

En la introducción de las tuberías de revestimiento, es importante que el equipo de correr T. R. se encuentre en condiciones. Para las tuberías superficiales, el casing spider con su juego de cuñas es el mas practico y adecuado estas cuñas se deben de adaptar al diámetro de la T. R.



Figura Casing spider y cuñas para T. R.

Es importante que se cuente con un juego de llaves de fuerza que sean del tipo súper B, éstas llaves pueden adecuarse hasta para tuberías de 13 3/8" A 30 1/2", ver tabla de especificaciones.



SUPER B CASING TOOLS

Manual Tong for Casing.

Torque Rating: 25,000 Ft. Lbs.

Range 13 3/8" - 30"

Interchange: BJ 'B' Extended BV-55-C

P/N	DESCRIPTION	
616-101-1500	Tong C/W Lug Jaw	13 3/8" - 14 1/2"
619-101-2500	Tong C/W Lug Jaw	13 3/8" - 16"
619-101-3500	Tong C/W Lug Jaw	13 3/8" - 19"
619-101-4500	Tong C/W Lug Jaw	13 3/8" - 21 1/2"
619-101-5500	Tong C/W Lug Jaw	13 3/8" - 25 1/2"
619-101-6500	Tong C/W Lug Jaw	30 1/2"
618-101-1500	Casing Head Only	13 3/8" - 14 1/2"
618-101-2500	Casing Head Only	13 3/8" - 16"
618-101-3500	Casing Head Only	13 3/8" - 19"
618-101-4500	Casing Head Only	13 3/8" - 21 1/2"
618-101-5500	Casing Head Only	13 3/8" - 25 1/2"
618-101-6500	Casing Head Only	30 1/2"

El elevador para T, R. de 90° y el collarín de arrastre es otro de los accesorios principales para la introducción de las tuberías de revestimiento.

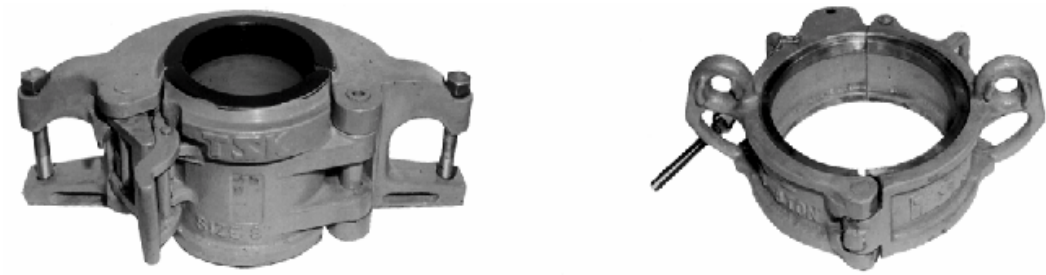


Figura Elevadores para Tubería de revestimiento de cople recto

4.5 MEDIDAS DE SEGURIDAD EN EL PISO DE TRABAJO

1. El perforador debe verificar que cada miembro de la cuadrilla cuente con el equipo necesario para realizar el trabajo en forma segura y eficiente.
2. El perforador debe efectuar una rápida evaluación del área de trabajo, equipo y herramientas por emplear auxiliándose con su personal.
3. El perforador debe acordar con su personal las tareas y condiciones específicas para ejecutarlas.
4. El perforador debe comprobar el llenado del pozo.
5. El perforador debe estar seguro del funcionamiento correcto de las diferentes alarmas.
6. El perforador con apoyo de los ayudantes de piso deben procurar la limpieza y orden en el área de trabajo.
7. Por ningún motivo cualquier persona de la cuadrilla debe intentar levantar objetos más allá de su capacidad de levante. Si el objeto es pesado solicite apoyo de sus compañeros. Aplique el método recomendado para proteger su cuerpo al levantar cargas.
8. Utilizar tapetes antiderrapantes en el área de la tubería.
9. Los cables utilizados para jalar o afianzar las llaves de fuerza deben inspeccionarse con la mayor frecuencia. A la mínima advertencia de falla, cámbielos. Proteja las zonas de mayor fatiga de los cables. Recuerde usar un factor mínimo de seguridad de 4 como margen adicional.
10. Si va a generar severos torques, primero afiance las llaves de fuerza, retire a los ayudantes de piso y aplique el torque requerido.
11. Evite quebrar las juntas de tubería con la rotaria por que pueden originar un accidente al personal o la tubería.
12. Instale secuencialmente las llaves, no simultáneamente por que es causa de accidentes de manos.
13. Adopte el mejor acomodo de las llaves de fuerza, ya sea el caso I o II para protección del personal y de la tubería.
14. Las llaves de fuerza y roladoras si no se usan deben quedar sujetas fuera del área de actividad de la rotaria.

15. Concéntrese en el trabajo que está realizando.
16. Evite dar la espalda a las lingadas o tramos en movimiento porque pueden lastimarlo.
17. Para operaciones nocturnas una mínima iluminación en el piso de trabajo es de 270 – 486 luxes es el recomendado.
18. Instale la válvula de seguridad de la tubería si por algún motivo se suspende la operación de meter o sacar la sarta.
19. Solo personal entrenado debe operar las llaves hidráulicas.
20. El efectuar el quiebre de las juntas de la tubería, la mesa rotaria debe estar libre y su perilla de control debe estar asegurada.
21. El piso de la mesa rotaria debe estar al mismo nivel que el piso del equipó.
22. Lubrique las partes recomendadas del elevador antes de ponerlo a funcionar.
23. El bajado y el subido del ayudante chango al mástil debe realizarlo bajo la seguridad por la línea retráctil.
24. Al utilizar las llaves hidráulicas se deben aplicar los procedimientos de inspección, operación y mantenimiento correspondientes, recomendados por el fabricante.
25. Antes de iniciar la jornada de sacar o meter la tubería limpie los insertos de las llaves de fuerza y de las cuñas.
26. Se recomienda poner atención a las pláticas de seguridad que se imparten en el equipo.
27. El ayudante del perforador debe verificar el correcto funcionamiento de la campana recolectadora de fluidos.
28. El ayudante del perforador debe asistir al perforador analizando y previniendo los trabajos potencialmente peligrosos.
29. El ayudante del perforador debe asistir al personal de piso con medidas preactivas de seguridad en lo referente al uso y cuidado de las herramientas y equipos que ellos manejan.

4.6 CLASIFICACION DE LAS GRASAS PARA TUBERIAS

Uno de los requisitos necesarios par un buen rendimiento de las conexiones, es la debida lubricación de las roscas con un compuesto lubricante (grasa)

Para una efectiva aplicación de la grasa a las conexiones, antes se debe limpiar bien con un disolvente y seguidamente secarse con un trapo limpio. Posteriormente se aplica a los rebordes y a las roscas de la caja y del piñón el lubricante: para las lastrabarrenas este compuesto debe de contener zinc pulverizado a razón de 40 a 60 % por peso.

Las conexiones nuevas se deben lubricar cuidadosamente, ya que el contacto metal, puede causar desgaste.

El instituto Nacional de Grasas y Lubricantes, a desarrollado un sistema de clasificación para las grasas, que son aceptadas por fabricantes y consumidores en la actualidad, este sistema se basa en la penetración lograda por un conducto "A.S.T.M." TRABAJANDO A 25° C

N.L.G.I.		A.S.T.M.
Instituto Nacional de Grasas Y lubricantes		Sociedad Americana de Prueba de Materiales
Grados N.L.G.I.		Penetración A.S.T.M.
No	000	445 – 475
No	00	400 – 430
No	0	355 – 385
No	1	310 – 340
No	2	265 – 295
No	3	220 – 250
No	4	175 – 205
No	5	130 – 160
No	6	85 – 115

Las Grasas que se usan para las tuberías de perforación se denomina "Protectora Juntas" producto industrial basándose en jabón de calcio y aceite negro, con un alto contenido de óxidos no abrasivos, 50 % de zinc. En polvo corresponde al grado No 1 de la clasificación "N.L.G.I." y una penetración 311 "A.S.T.M."

Las grasas para perforación y producción tanto estándares (con metales) como ecológica (sin metales) se elaboran en forma conjunta entre **Multipartes Oso, S. A. de C. V.** y Oil Center Research, Inc. En los Estados Unidos. Esta marca es la primera ecológica que viene utilizando **PEMEX** desde 1991. A continuación presentamos los modelos más requeridos en las áreas de perforación mexicanas.

Servicio	GRASA ESTANDAR	GRASA ECOLOGICA
PERFORACION Juntas Collares	ZN—50 226	236 236
PRODUCCION Cuerdas Roscas	115 300	318 318
CABLES DE REGISTRO GEOFISICO Grasas para introducir el cable Aceite para mantenimiento del cable	776 772	780 782

CAPITULO 5 CABLES DE PERFORACIÓN

5.1 CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE PERFORACIÓN

DESCRIPCIÓN

El cable de acero es un producto fabricado con alambres de acero que se colocan ordenadamente para desarrollar un trabajo específico.

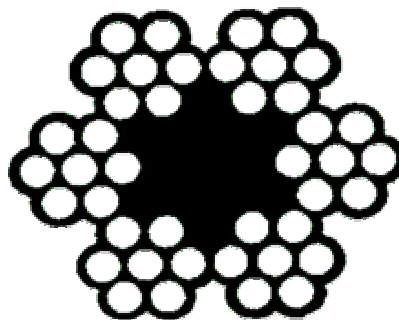
La construcción del cable de acero se debe a un diseño de las partes que lo componen: **ALAMBRONES, TORONES Y ALMA.**

Debido a que los cables son sometidos a diferentes trabajos que generan condiciones severas de operación se fabrican de diferentes características y especificaciones, de tal manera que cada tipo de construcción cumpla con los requerimientos del trabajo que desarrollará en particular.

Las principales construcciones se clasifican en tres grupos que son:

GRUPO 6 X 7 En este grupo el cable se construye con seis torones que a su vez están formados cada uno con seis alambres de diámetro de grueso; los torones se envuelven en forma de espiral en el núcleo central de acero (alma). Debido a su construcción estos cables son poco flexibles, por lo tanto no se recomienda usarlos en accesorios donde se requiera flexibilidad. Es muy resistente a la abrasión y puede ser instalado en poleas o tambores de malacate que tenga 40 veces su diámetro.

6 x7



GRUPO 6 X 19 Este cable se construye con seis torones enlazados en forma de espiral alrededor de un alma de acero. Cada toron puede ser construido con una cantidad variable de alambres (de 16 a 26) de diámetro diferente. Esta distribución de los alambres y torones da como resultado más flexibilidad y resistencia a la abrasión.

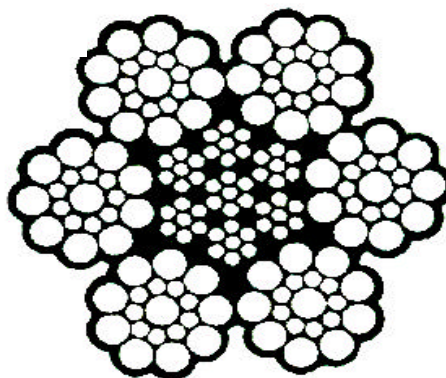
Las construcciones de este grupo más utilizadas son 6 x 19 filler (6 x 25) y 6 x 19 seale. El más usual es el primero por ser resistente a la abrasión y al aplastamiento. La flexibilidad que proporciona el cable permite usarlo en poleas que tengan 25 veces su diámetro.

Esta construcción se forma por 6 torones y cada uno de ellos por 25 alambres que están colocados en dos capas alrededor de un alambre central.

En la capa exterior tiene el doble de alambres (12) que los que tiene en la capa interior (6); y entre estas dos capas se colocan seis alambres muy delgados como relleno (filler) para darle posición adecuada a los alambres de la capa exterior.

La construcción del grupo de 6 x 19 seale se forma con 6 torones de 19 alambres cada uno; dispuestos en dos capas de igual cantidad (9) y colocados alrededor del alambre central en este caso, los alambres de la capa exterior son más gruesos que los de la interior para dar mayor resistencia a la abrasión. Su flexibilidad es menor que la que tienen los de construcción 6 x 25 aunque no llega a ser tan rígido como los de 6 x 7. Pueden trabajar en poleas o tambores que tengan 30 veces su diámetro.

6 x 19
También se incluyen
5 x 19 filler 6 x 19 seale



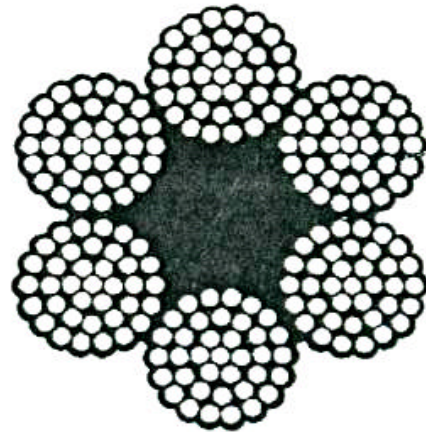
GRUPO 6 X 37 En este grupo se encuentran los cables más flexibles debido a que tienen un número mayor de alambres por torón. Es recomendable en trabajos

donde se requiera flexibilidad. Dado que el diámetro de los alambres que forma cada torón es muy pequeño, no se recomienda para ser utilizado en trabajos que manejen una abrasión excesiva.

Nominalmente la construcción es de 6 x 37, sin embargo muy pocos cables se construyen con torones de 37 alambres. Los más comunes son de 29 a 46 alambres por torón y el diámetro de poleas o tambores donde se recomienda usarlo será de 18 veces el diámetro del cable.

Los tres grupos antes descritos son los más importantes aunque existe también el grupo de 8 x 19 que se fabrica con 8 torones alrededor de un alma (generalmente de fibra) utilizar 8 torones en ves de 6 implica que el cable sea más flexible pero menos resistente al aplastamiento debido a que el cable tiene un alma más grande.

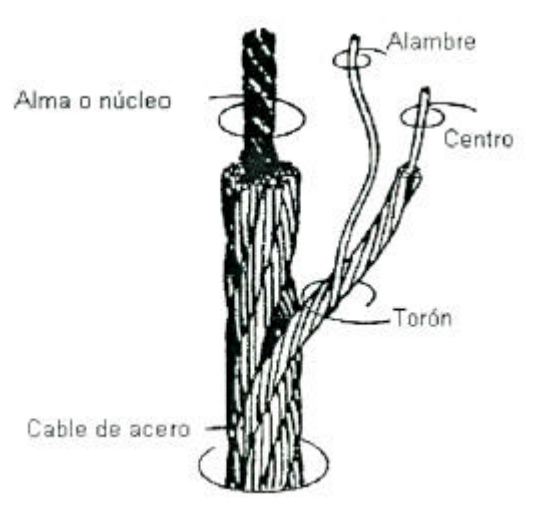
6 x 37
Se incluyen 6 x 31 6 x 36 6 x 43



ALMA DEL CABLE

Sirve como soporte a los torones enrollado a su alrededor.

De acuerdo al trabajo a que se someterá el cable, será el tipo de material de fabricación del alma; las más utilizadas son: ALMAS DE TORON formadas por un torón igual a los demás que componen el cable (7 x 7) y ALMAS DE FIBRA que pueden ser vegetales o sintéticas.



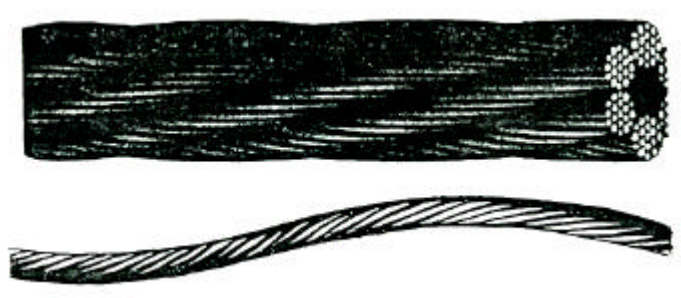
El alma de acero se utiliza en cables expuestos al aplastamiento o en lugares donde la temperatura es muy elevada y puede ocasionar que el alma de fibra se dañe con el calor.

A la vez, este tipo de alma proporciona una resistencia de 10% aproximadamente adicional a la ruptura. Estos cables son de menor flexibilidad.

Los cables con alma de fibra se utilizan en trabajos donde no se exponen a las condiciones mencionadas. Son de mayor flexibilidad, fácil manejo y mayor elasticidad.

PREFORMADO DEL CABLE

El preformado del cable es la forma que tendrán los torones y alambres según el cable. De esta manera al cortar los alambres permanecen en su lugar y proporcionan al mismo mayor estabilidad al no producir esfuerzos internos.



NOTA:

Cuando por algún motivo se rompe un alambre en cables preformados, el alambre roto permanece en su posición; sin embargo, el no preformado al romperse tiende a desprenderse del cable.

TORCIDO DE LOS CABLES

Generalmente los cables se fabrican con un torcido regular o torcido LANG

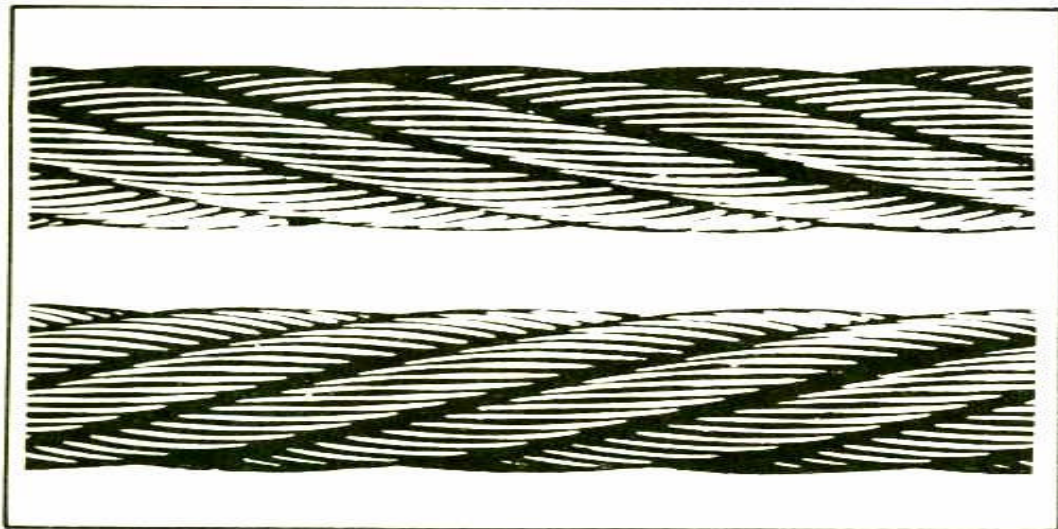
El torcido regular se diseña de manera que los alambres del torón estén torcidos en dirección opuesta a la de los torones del cable; en el torcido lang los alambres y los torones se encuentran en la misma dirección.

Los cables con torcidos lang son más flexibles y resistentes a la abrasión pero con el inconveniente que tienden a destorcerse, por lo cual se deben utilizar solamente en trabajos donde ambos extremos estén fijos y no le permitan girar sobre si mismo.

Los cables con torcidos regular son de más fácil manejo, con menos riesgo de formación de "COCAS", más resistentes al aplastamiento y tienen menos tendencia a destorcerse aunque no tengan fijos ambos extremos.

En ambos tipos de torcido (regular y lang) pueden fabricarse en dirección derecha o izquierda. En la mayoría de los casos no afecta el que se utilice un cable torcido derecho o izquierdo.

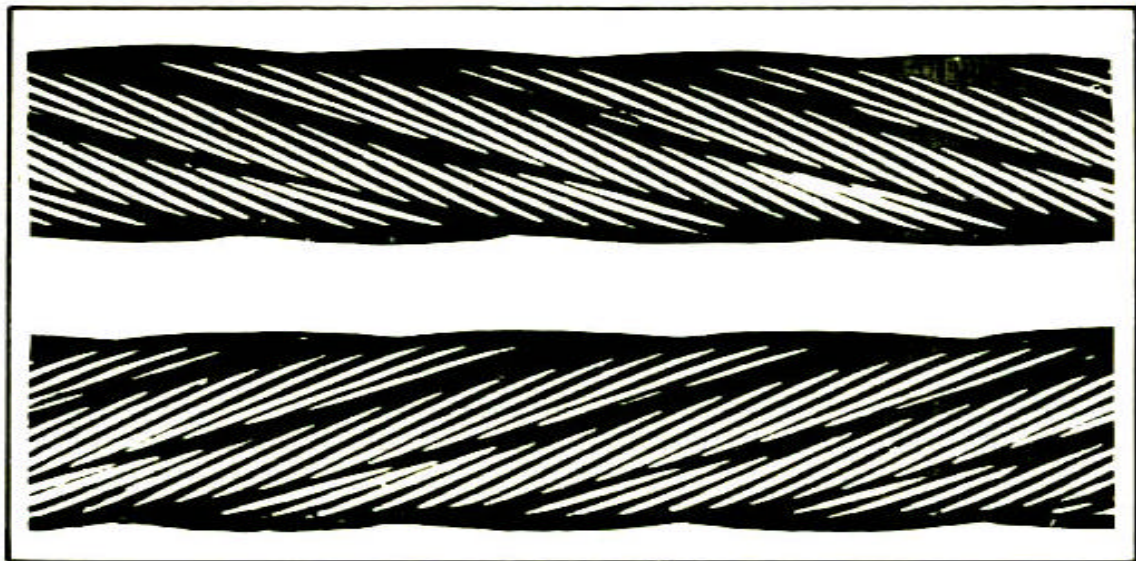
Los cables torcidos derechos son los de mayor empleo en malacates, grúas retenidas, etc.



Los cables con torcido izquierdo se utilizan en equipos de perforación tipo percusión debido a que por su efecto mantienen apretadas la roscas de los aparejos de perforación por percusión.

Existe otro tipo de torcido llamado **ALTERNADO** que se construye alternando torones derechos e izquierdos. Este tipo de torcido tiene muy poca aplicación.

El torcido de un cable también es conocido como **TRAMA**. Se refiere a la distancia lineal que recorre un torón para dar una rotación completa alrededor del cable (derecho e izquierdo). Esta distancia se mide en línea recta paralela al alma del cable. Si se conoce la trama original de un cable, se puede medir su estiramiento debido al uso, por lo tanto, un cable estirado tiene una trama más larga que la original con su diámetro exterior reducido.



CALIDAD DE ACERO

La calidad o grado del acero que se utiliza en la fabricación de cables de acero para malacates, es generalmente acero de arado mejorado. Los fabricantes del cable usan distintas iniciales para determinar el grado de acero de cables.

Se consideran dos factores que son:

SELECCIÓN DEL CABLE

DIÁMETRO Y LONGITUD

El cable debe tener el diámetro apropiado para el trabajo que se requiera de acuerdo con la fuerza necesaria y ranuras de las poleas en el equipo; la longitud necesaria para efectuar el guarnido y una cantidad suficiente en el tambor de reserva para los deslizamientos y cortes del cable.

DIÁMETRO DEL CABLE

Los cables que se utilizan en los equipos de perforación y reparación de pozos están fabricados sobre tamaño, es decir, con diámetro exterior mayor al que se especifica.

Un cable con diámetro ligeramente mayor que su tamaño nominal puede trabajar bien; pero un cable con diámetro menor a su tamaño nominal no trabaja correctamente. Sin embargo, el margen de sobre tamaño que se permite dentro de cada clasificación es bastante ligero.

TOLERANCIA DE DIÁMETROS EN CABLES DE ACERO				
DIÁMETRO NOMINAL DEL CABLE		SUBTAMAÑO	SOBRETAMAÑO	
pg	mm		pg	mm
0 – 3/4	0.00 - 19.00	0	1/32	0.79
1 13/16 – 1 1/8	20.63 - 28.57	0	3/64	1.19
1 13/16 – 1 1/2	30.16 - 38.10	0	1/16	1.58

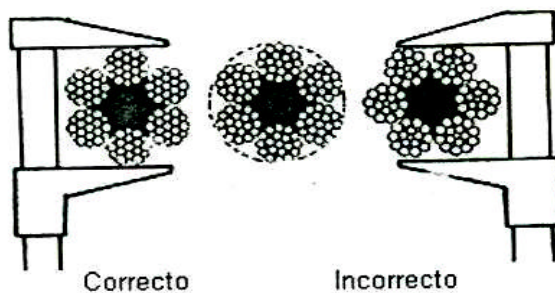
La medición del diámetro del cable de acero se efectúa con el empleo de un calibrador lineal con incrementos hasta de 1/64 de pulgada.

El calibrador se coloca de manera que se mida el máximo espesor del cable, es decir, la distancia desde el punto más saliente de un torón hasta el punto más saliente del torón opuesto.

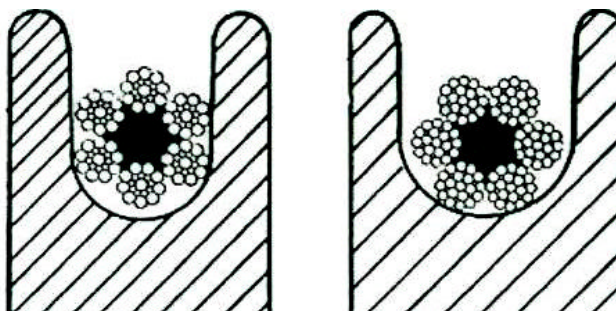
La medición correcta del cable permite que este se aloje perfectamente en la ranura de la polea. Si el cable queda ajustado en la polea, la ranura apretará excesivamente la parte exterior del cable y dañará el alma.

Si el cable queda flojo, este se aplastará y desgastará las superficies de rodamiento de la ranura.

Ambas situaciones ocasionan que se reduzca la vida útil del cable.



Figura



Figura

FACTORES DE SEGURIDAD

Se le denomina a la relación que existe entre la resistencia real de cable y la carga de trabajo.

Lo anterior se considera por el uso constante del cable evitando un posible accidente y para mayor rendimiento del cable.

En este trabajo se recomienda utilizar un factor de seguridad.

En el tambor principal y el de sondeo de 3 a 1 perforando.

Y en operaciones de pesca de 2 a 1.

CABLES DE ACERO

Diámetro (PG)		Tensión (lb)	Tensión (ton)	Peso (kg/m)
1/4	Construcción Alma de Fibra de 6 torones X 7 Hilos por Torón	3.960	2	0.74
3/8		9.150	4	
7/16		12.400	5.6	
1/2		16.000	7.5	
9/16		20.000	9	
5/8		25.000	11.5	
3/4		35.000	16	
7/8		48.000	22	
1	Alma de Fibra 6 X 19	81.000	37	
1 1/8		100.250	47	
1 1/4		132.000	57	
1	Alma De Acero	88.000	40	3.47
1/8		109.000	50	
1 1/4		1035.000	61	
1 3/8		160.000	74	
1 1/2		192.000	88	
2		350.000	159	

Ejemplo:

En operación normal si se desea levantar una carga máxima de 20 ton se necesita un cable (polipasto) con capacidad de 60 ton o más.

En las siguientes tablas se encuentran las resistencias de los diferentes cables en tipo y diámetro. Los valores que se presentan son los mínimos garantizados para cable.

**TIPO COBRA SERIE 6 X 19
ALMA DE FIBRA
ACERO DE ARADO MEJORADO**

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas	
		Peso Aprox. en kg	
Mm	pg	Por metro	Efectiva
3.18	1/8	0.040	0.63
4.76	3/16	0.080	1.4
6.35	¼	0.150	2.4
7.94	5/16	0.240	3.86
9.53	3/8	0.360	5.53
11.11	7/16	0.460	7.50
12.70	½	0.620	9.71
14.30	9/16	0.790	12.2
15.90	5/8	0.980	15.1
19.05	¾	1.400	21.6
22.23	7/8	1.900	29.2
25.40	1	2.480	37.9
28.60	1 1/8	3.120	47.7
31.75	1 ¼	3.760	58.6
34.93	1 3/8	4.550	70.5
38.10	1 ½	5.430	83.5
41.27	1 5/8	6.370	97.1
44.45	1 2/4	7.380	112.0
47.62	1 7/8	8.480	128.0
50.80	2	9.640	145.0

CONSTRUCCIONES
6 x 19 (9/9/1) Seale
6 x 19 (12/6/6/1) Seale
6 x 19 (12/6/1) 2 Operaciones
6 x 19 (10/5/5/1) Filler

TIPO BOA SERIE 6 X 19
ALMA DE ACERO
ACERO DE ARADO MEJORADO

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas Peso Aprox. en kg	
Mm	pg	Por metro	Efectiva
3.18	1/8	0.040	0.69
4.76	3/16	0.100	1.43
6.35	¼	0.170	2.74
7.94	5/16	0.280	4.25
9.53	3/8	0.390	6.08
11.11	7/16	0.510	8.25
12.70	½	0.690	10.68
14.30	9/16	0.870	13.48
15.90	5/8	1.080	16.67
19.05	¾	1.540	23.75
22.23	7/8	2.100	32.13
25.40	1	2.750	41.71
28.60	1 1/8	3.470	52.49
31.75	1 ¼	4.200	64.47
34.93	1 3/8	5.150	77.54
38.10	1 ½	6.200	91.80
41.27	1 5/8	7.140	106.77
44.45	1 2/4	8.300	123.74
47.62	1 7/8	9.520	140.70
50.80	2	10.820	159.66

CONSTRUCCIONES

6 x 19 (9/9/1) Seale
6 x 19 (12/6/6/1) Seale
6 x 19 (12/6/1) 2 Operaciones
6 x 19 (10/5/5/1) Filler

TIPO SUPERFLEX SERIE 6 x 37
ALMA DE FIBRA
ACERO DE ARADO MEJORADO

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas	
Mm	pg	Peso Aprox. en kg Por metro	Efectiva
6.35	¼	0.150	2.4
7.94	5/16	0.240	3.66
9.53	3/8	0.350	5.23
11.11	7/16	0.480	7.09
12.70	½	0.620	9.7
14.30	9/16	0.780	12.2
15.90	5/8	0.970	15.1
19.05	¾	1.380	21.6
22.23	7/8	1.900	29.2
25.40	1	2.470	37.9
28.60	1 1/8	3.120	47.7
31.75	1 ¼	3.850	58.6
34.93	1 3/8	4.660	70.5
38.10	1 ½	5.560	83.5
41.27	1 5/8	6.420	97.1
44.45	1 ¾	7.490	112.0
47.62	1 7/8	8.670	128.0
50.80	2	9.840	145.0
54.00	2 1/8	11.200	162.0
57.15	2 ¼	12.400	181.0
60.33	2 3/8	13.800	201.0
63.50	2 ½	15.100	221.0

CONSTRUCCIONES

6 x 37 (18/12/6/1) – 3 Operaciones
6 x 36 (14/7+7/7/1) Warrington - Seale
6 x 31 (12/6 + 6/6/1) Warrington - Seale
6 x 36 (14/14/7/7/1) Filler

TIPO CASCABEL SERIE 6 x 37
ALMA DE ACERO
ACERO DE ARADO MEJORADO

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas	
Mm	pg	Peso Aprox. en kg Por metro	Efectiva
6.35	¼	0.160	2.59
7.94	5/16	0.290	4.03
9.53	3/8	0.380	5.75
11.11	7/16	0.540	7.80
12.70	½	0.700	10.4
14.30	9/16	0.880	13.2
15.90	5/8	1.090	16.2
19.05	¾	1.570	23.2
22.23	7/8	2.150	31.4
25.40	1	2.780	40.7
28.60	1 1/8	3.540	51.3
31.75	1 ¼	4.350	63.0
34.93	1 3/8	5.280	75.7
38.10	1 ½	6.270	89.7
41.27	1 5/8	7.370	104.0
44.45	1 ¾	8.580	121.0
47.62	1 7/8	9.790	138.0
50.80	2	11.150	156.0
54.00	2 1/8	12.570	174.0
57.15	2 ¼	14.100	195.0
60.33	2 3/8	15.660	217.0
63.50	2 ½	17.400	238.2

CONSTRUCCIONES

6 x 37 (18/12/6/1) – 3 Operaciones
6 x 36 (14/7+7/7/1) Warrington - Seale
6 x 31 (12/6 + 6/6/1) Warrington - Seale
6 x 36 (14/14/7/7/1) Filler

TIPO TONINA SERIE 6 x 19
ALMADE FIBRA
ACERO DE ARADO MEJORADO GALVANIZADO

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas	
Mm	pg	Peso Aprox. en kg Por metro	Efectiva
3.18	1/8	0.040	0.55
4.76	3/16	0.080	1.18
6.35	¼	0.150	2.17
7.94	5/16	0.240	3.35
9.53	3/8	0.340	4.82
11.11	7/16	0.450	6.52
12.70	½	0.600	8.7
14.30	9/16	0.760	11.0
15.90	5/8	0.940	13.6
19.05	¾	1.340	19.4
22.23	7/8	1.850	26.3
25.40	1	2.350	34.1
28.60	1 1/8	3.050	42.9
31.75	1 ¼	3.700	52.7
34.93	1 3/8	4.500	63.4
38.10	1 ½	5.350	75.1

CONSTRUCCIONES
6 x 19 (12/6/1) – 2 Operaciones
6 x 19 (12/6/61) Filler

TIPO ATUN SERIE 6 x 19
ALMA DE FIBRA
ACERO DE ARADO GALVANIZADO

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas	
Mm	pg	Peso Aprox. en kg Por metro	Efectiva
12.70	½	0.620	8.4
14.30	9/16	0.790	10.7
15.90	5/8	0.980	13.2
19.05	¾	1.400	18.8
22.23	7/8	1.900	25.4
25.40	1	2.480	33.0

CONSTRUCCIONES
6 x 19 (9/9/1)

TIPO ANGULA SERIE 6 x 37
ALMA DE FIBRA
ACERO DE ARADO MEJORADO GALVANIZADO

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas	
Mm	pg	Peso Aprox. en kg Por metro	Efectiva
7.94	5/16	0.240	2.9
9.53	3/8	0.330	4.6
11.11	7/16	0.440	6.3
12.70	½	0.580	8.7
14.30	9/16	0.730	11.0
15.90	5/8	0.910	13.6
19.05	¾	1.300	19.4
22.23	7/8	1.770	26.3
25.40	1	2.300	34.1
28.60	1 1/8	2.900	42.9
31.75	1 ¼	3.600	52.7
34.93	1 3/8	4.350	63.4
38.10	1 ½	5.200	75.1
41.27	1 5/8	6.100	87.4
44.45	1 ¾	7.080	101.0
47.62	1 7/8	8.120	115.0
50.80	2	9.240	131.0
54.00	2 1/8	10.410	146.0
57.15	2 ¼	11.680	163.0
60.33	2 3/8	13.010	181.0
63.50	2 ½	14.420	200.0

CONSTRUCCIONES
6 x 37 (18/12/6/1) – 3 Operaciones
6 x 36 (14/7+7/7/1)

TIPO BALLENA SERIE 6 x 24
ALMA DE FIBRA
ACERO DE ARADO GALVANIZADO

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas	
Mm	pg	Peso Aprox. en kg Por metro	Efectiva
7.94	5/16	0.220	2.75
9.53	3/8	0.300	3.76
11.11	7/16	0.440	4.94
12.70	½	0.540	6.63
14.30	9/16	0.670	8.45
15.90	5/8	0.800	10.25
19.05	¾	1.200	14.79
22.23	7/8	1.700	19.87
25.40	1	2.280	25.86
28.60	1 1/8	2.680	32.57
31.75	1 ¼	3.300	40.00
34.93	1 3/8	4.000	48.18
38.10	1 ½	4.800	57.07

CONSTRUCCIONES
6 x 24 (12/12/7) Almas

TIPO JIRAFa SERIE 6 x7
ALMA DE FIBRA
ACERO DE ARADO MEJORADO

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas	
Mm	pg	Peso Aprox. en kg Por metro	Efectiva
3.18	1/8	0.035	0.61
4.76	3/16	0.083	1.36
6.35	¼	0.140	2.40
7.94	5/16	0.220	3.72
9.53	3/8	0.320	5.3
11.11	7/16	0.450	7.20
12.70	½	0.580	9.34
14.30	9/16	0.740	11.8
15.90	5/8	0.910	14.40
19.05	¾	1.290	20.6
22.23	7/8	1.760	27.9
25.40	1	2.300	36.01
28.60	1 1/8	2.910	45.18
31.75	1 ¼	3.580	55.34
34.93	1 3/8	4.330	66.32
38.10	1 ½	5.130	78.20

CONSTRUCCIONES
6 x 7 (6/1)

TIPO CANGURO (NO PREF. IZQ.) SERIE 6 x21
ALMA DE FIBRA
ACERO DE ARADO MEJORADO

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas	
Mm	pg	Peso Aprox. en kg Por metro	Efectiva
12.70	½	0.620	9.02
14.30	9/16	0.790	11.18
15.90	5/8	0.980	14.25
19.05	¾	1.400	20.50
22.23	7/8	1.900	27.75
25.40	1	2.480	36.05

CONSTRUCCIONES
6 x 21 (10/5/5/1)

TIPO ASCENSOR SERIE 8 x 19
ALMA DE FIBRA
ACERO TRACCIÓN (ELEVADOR)

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas	
Mm	pg	Peso Aprox. en kg Por metro	Efectiva
7.94	5/16	0.210	2.55
9.53	3/8	0.310	3.75
11.11	7/16	0.430	5.00
12.70	½	0.550	6.60
14.30	9/19	0.700	8.40
15.90	5/8	0.850	10.50
19.05	¾	1.230	14.55
22.23	7/8	1.800	19.06
25.40	1	2.190	24.50

CONSTRUCCIONES
8 x 19 (9/9/1) Seale
8 x 19 (12/6/6/1) Filler

TIPO ELEFANTE (NO ROTARTORIO) SERIE 8 x 19
ALMA DE FIBRA
ACERO TRACCIÓN (ELEVADOR)

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas	
Mm	pg	Peso Aprox. en kg Por metro	Efectiva
6.35	¼	0.166	2.26
7.94	5/16	0.282	2.65
9.53	3/8	0.360	5.07
11.11	7/16	0.490	6.88
12.70	½	0.640	8.49
14.30	9/19	0.820	11.25
15.90	5/8	1.020	13.88
19.05	¾	1.450	19.78
22.23	7/8	1.900	26.77
25.40	1	2.600	34.75

CONSTRUCCION
18 x 7(6/1)

TIPO TIBURON SERIE 6 x 7
ALMA DE FIBRA
ACERO DE ARDADO EXTRAGALVANIZADO

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas	
Mm	pg	Peso Aprox. en kg Por metro	Efectiva
3.18	1/8	0.040	0.53
4.76	3/16	0.080	1.18
6.35	¼	0.150	2.09
7.94	5/16	0.240	3.23
9.53	3/8	0.360	4.63
11.11	7/16	0.460	6.26
12.70	½	0.620	8.13
14.30	9/16	0.790	10.25
15.90	5/8	0.980	12.61
19.05	¾	1.400	17.96
22.23	7/8	1.900	24.22
25.40	1	2.480	31.30

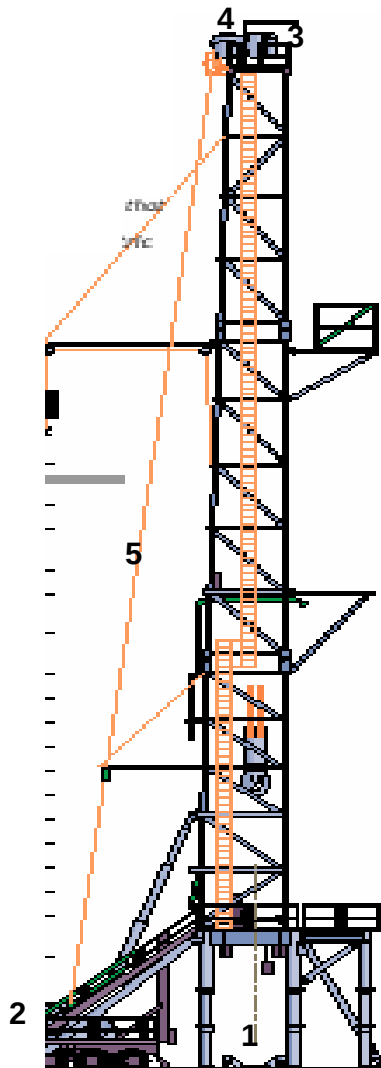
CONSTRUCCION
6 x 7 (6/1)

TIPO RETENIDA
SERIE 1 x 7
TORON

Diámetro		RESISTENCIA A LA RUPTURA EN TONELADAS		
Mm	pg	Peso Aprox. en kg Por metro	Calidad Siemens Martín Efectiva	Calidad Alta Resistencia Efectiva
3.18	1/8	0.056	0.29	0.59
6.35	¼	0.181	1.45	2.29
7.94	5/16	0.307	2.45	3.65
9.53	3/8	0.409	3.17	4.95
12.70	1/2	0.775	5.50	8.55

CONSTRUCCION
1 x 7 (6/1)

5.2 PUNTOS CRÍTICOS



CABLE DE PERFORACIÓN PUNTOS CRÍTICOS EN EL GUARNIDO DE UN MASTIL

1. GRAPA DE SUJECCIÓN DEL ANCLA
2. GRAPA DEL TAMBOR PRINCIPAL DEL MALACATE
3. CURVATURA EN EL PERÍMETRO DE LA POLEA DE LINEA MUERTA
4. CURVATURA EN EL PERÍMETRO DEL RESTO DE LAS POLEAS DE LA CORONA Y POLEA VIAJERA
5. LINEA VIVA DE LA POLEA LOCA AL TAMBOR PRINCIPAL DEL MALACATE

5.3 SIGNIFICADO DE LAS TONELADAS KILÓMETRO

SERVICIO DE CABLE DE ACERO

El servicio total efectuado por un cable de acero nuevo, instalado en los equipos de Perforación y Mantenimiento a pozos, se puede estimar tomando en consideración el tipo de operación desarrollada, entre las que encontramos:

- Viaje por cambio de barrenas.
- Viaje con aparejo de perforación, producción y tubería combinada.
- Viaje con zapata, tubería lavadora, lastrabarrenas y tubería de trabajo.
- Viaje con molino, lastrabarrenas y tubería de trabajo combinada.
- Operaciones con aparejo de pesca.
- Operaciones de perforación y molienda de cemento utilizando tubería de trabajo combinada.

También es importante que para la estimación del servicio del cable además se consideren los factores que se derivan de la tensión, que son:

- Tensión impuesta por carga de aceleración y desaceleración.
- Tensión por vibraciones.
- Tensión por fricción del cable con la superficie del tambor del malacate y poleas.

Después de haber considerado las operaciones que se efectuaran y los factores antes mencionados para la práctica en el campo, se estima un valor aproximado de la vida útil del cable, calculando solamente el trabajo efectuado al introducir y sacar tubería al realizar las operaciones anteriormente descritas.

Para tal efecto se aplica una serie de formulas de fácil manejo, partiendo de éstas se elaboró un sistema tabular por computadora, que nos proporciona directamente los valores de ton-km de una profundidad que oscila entre los 100 y los 600 m, con tubería de trabajo de 2 3/8 pg IF a 3 1/2 pg; tuberías de producción de 1.600 pg a 4 1/2, 8H; lastra barrenas de 3 1/8 a 4 3/4 pg y tubería lavadora de 4 a 6 3/8 pg.

Los valores indicados están dados para densidades de fluido de control que van de 0.80 a 2.40 gr/cm³.

OPERACIONES DE VIAJE REDONDO

VIAJE REDONDO.- Se le llama así al efecto de meter y sacar una sarta de tubería de trabajo o de Perforación o Producción a una profundidad determinada.

La cantidad de trabajo realizado por el cable en ese viaje se calcula con la formula:

$$T_{vr} = \frac{P_{tf} \times P (L_p + P) + (4PA)}{1'000,000}$$

Donde:

T_{vr} = Toneladas – kilómetro por viaje redondo (peso en ton por la distancia recorrida en km)

P_{tf} = Peso efectivo de la tubería sumergida en el fluido de control en kg / m

P = Profundidad del pozo en metros.

L_p = Longitud para cada parada en metros

A = Peso del conjunto de polea viajera y elevador en kg.

1'000,000 = Constantes

Aplicando esta formula se elaboraron las tablas del sistema tabulado por computación, se utilizan en el campo para encontrar expeditamente las ton – km y así agilizar este tipo de trabajo

Una vez que se han estimado las ton – km para un viaje redondo, se calcularan cuando se efectúen operaciones de molienda de cemento e introducción de tubería de revestimiento.

OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE HACER CONEXIONES

Las ton – km desarrollados en estas operaciones se expresan en términos de trabajo efectuado al hacer viajes redondos, ya que existe una relación directa según se puede observar en el siguiente ciclo:

1. Perforar la longitud de la flecha.
2. Sacar la flecha.
3. Repasar la longitud perforada.
4. Sacar la flecha para conectar un tubo sencillo, doble o triple.
5. Meter la flecha en el agujero auxiliar.
6. Levantar un tubo sencillo, doble o triple
7. Conectar el tubo e introducirlo al pozo.
8. Levantar la flecha.

Analizando este ciclo de operaciones se puede ver que para cualquier pozo, la suma de las operaciones 1 y 2 representa un viaje redondo; así mismo, la suma de la 3, la 4 y las demás equivalen a medio viaje cada una.

Este análisis nos lleva a la conclusión de que el trabajo desarrollado al perforar una longitud programada, será equivalente a tres viajes redondos.

El servicio en ton – km generado por el cable en esta operación, puede calcularse con la formula:

$$T_p = 3 (P_f - P_i) + \frac{P_f}{2} + \frac{P_i}{2}$$

Donde:

T_p = ton – km moliendo o perforando.

3 = constante equivalente a tres viajes redondos.

P_f = ton – km a la profundidad final de la molienda o perforación.

P_i = ton – km a la profundidad inicial de molienda o perforación.

INTRODUCCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El calculo de las Ton – km recorridos al realizar esta operación, se efectúa tomando en cuenta el peso efectivo por metro de la TR y aplicando la formula general que se usa en la tubería de perforación o producción y de trabajo para un viaje redondo. El valor resultante se multiplica por un medio ($\frac{1}{2}$) debido a que la introducción de la T.R. se considera como viaje sencillo.

Esta operación es muy frecuente en perforación

Para logra una mejor comprensión de este procedimiento se desarrollara un ejemplo para cada una de las operaciones que se anotaron al iniciar el tema, utilizando las formulas ya descritas y comprobando los resultados con el sistema tabulado.

Ejemplo 1

Se metió un aparejo de limpieza con barrena de 6 $\frac{1}{2}$ pg, canasta colectora de 4 $\frac{3}{4}$ pg, escariador de 7 $\frac{5}{8}$ pg, y tubería de trabajo de 2 $\frac{7}{8}$ IF, grado “E”, 10.4 lb/pie a 3,000 m.

Datos:

- Pozo lleno con fluido de control y densidad de 1.05 gr/cm³
- Longitud de una parada: 19 m.
- Peso de la polea viajera y accesorios, 4,000 kg.

NOTA: Estos parámetros se utilizarán en todos lo ejemplos.

Aplicando la formula general:

$$T_{vr} = \frac{P_{tf} \times P (L_p + P) + (4PA)}{1'000,000}$$

$P_{tf} = 13.423 \text{ kg/m}$
(Este valor se calcula con la tabla del tema Flotabilidad de la tubería)

$$P = 3,000 \text{ m}$$

$$L_p = 19 \text{ m}$$

$$A = 4,000 \text{ kg}$$

$$T_{vr} = \frac{13.423 \times 3,000 (19 + 3,000) + (4 \times 3,000 \times 4,000)}{1'000,000} = 169.6 \text{ ton - km}$$

Ejemplo 2

Se metió un aparejo de producción sencillo con niple de sello de 2 3/8 pg, tubería combinada de 2 3/8 pg, 8 h.r.r., 4.7 lb/pie y 2 7/8 pg, 8 h.r.r., 6.5 lb/pie, grado N-80 a 3,500 m.

Datos:

- Longitud T.P. 2 3/8 pg, 8 h. = 1,500 m
 - Longitud T.P. 2 7/8 pg, 8 h. = 2,000 m
 - P_{tf} para 2 3/8 = 6.066 kg/m
 - P_{tf} para 2 7/8 = 8.390 kg/m
- } Valores obtenidos de tablas

El cálculo de este ejemplo que maneja tubería combinada se desarrolla en tres pasos:

1. Estimación de las ton – km para la tubería de 2 3/8 pg, 8 h, considerando que es introducida a 3,500 m y el extremo superior queda a 2,000 m, calculándose las ton – km para un viaje redondo a 3,500 y 2,000 m y restándose estos valores para obtener el valor real de la tubería de 2 3/8.

$$T_{vr} = \frac{6.066 \times 3,500 (19 + 3,500) + (4 \times 3,500 \times 4,000)}{1'000,000} = 130.7$$

$$T_{vr} = \frac{6.066 \times 2,000 (19 + 2,000) + (4 \times 2,000 \times 4,000)}{1'000,000} = 56.5$$

$$T_{vr} = 130.7 - 56.5 = \mathbf{74.2 \text{ ton - km}}$$

2. Cálculo de las ton – km para la tubería de 2 7/8 para 2,000 m

$$T_{vr} = \frac{8.39 \times 2,000 (19 + 2,000) + (4 \times 2,000 \times 4,000)}{1'000,000} = \mathbf{65.9 \text{ ton - km}}$$

3. Se suman los dos valores y se obtienen las ton – km para esta operación

$$T_{vr} = 74.2 + 65.9$$

$$T_{vr} = \mathbf{140.1 \text{ ton – km}}$$

Ejemplo 3

Se metió zapata de 5 ½ pg con diez tramos de tubería lavadora de 5 ½, 17 lb/pie, diez lastra barrenas de 4 1/8 pg, 34.70 lb/pie y tubería de trabajo de 2 7/8 pg IF, grado “E” de 10.4 lb/pie a 3,000 m.

Datos:

- Longitud de la zapata y tubería lavadora = 100 m
 - Longitud de los lastra barrenas = 100 m
 - Longitud de la tubería de 2 7/8 IF = 2,800 m
- $$P_{tf} \left\{ \begin{array}{ll} \text{Para la tubería lavadora 5 ½} & = 21.942 \text{ kg/m} \\ \text{Para los lastra barrenas 4 1/8} & = 44.790 \text{ kg/m} \\ \text{Para la tubería 2 7/8 IF} & = 13.423 \text{ kg/m} \end{array} \right.$$

La solución de este problema se lleva a cabo en cuatro pasos:

1. Cálculo de las ton – km para la T.L. de 5 ½ pg con extremo inferior a 3,000 m y superior a 2,900 m. Se respetan los valores obtenidos y se encuentran las ton – km para la T.L. a 3,000 m.

$$T_{vr} = \frac{21.942 \times 3,000 (19 + 3,000) + (4 \times 3,000 \times 4,000)}{1'000,000} = 246.7$$

$$T_{vr} = \frac{21.942 \times 2,900 (19 + 2,900) + (4 \times 2,900 \times 4,000)}{1'000,000} = 232.1$$

$$T_{vr} = 246.7 - 232.1$$

$$T_{vr} = \mathbf{14.6 \text{ ton – km}}$$

2. Cálculo de las ton – km para los lastra barrenas de 4 1/8 pg, considerándolos a 2,900 y 2,800 m. Se restan los valores resultantes y obtenemos las ton – km para los lastra barrenas.

$$T_{vr} = \frac{44.790 \times 2,900 (19 + 2,900) + (4 \times 2,900 \times 4,000)}{1'000,000} = 425.5$$

$$T_{vr} = \frac{44.790 \times 2,800 (19 + 2,800) + (4 \times 2,800 \times 4,000)}{1'000,000} = 398.2$$

$$T_{vr} = 425.5 - 398.2$$

$$T_{vr} = \mathbf{27.3 \text{ ton} - km}$$

3. Cálculo de ton – km para la tubería 2 7/8 IF a 2,800 m.

$$T_{vr} = \frac{13.423 \times 2,800 (19 + 2,800) + (4 \times 2,800 \times 4,000)}{1'000,000} = \mathbf{150.7 \text{ ton} - km}$$

4. Se suman los valores resultantes en cada paso y se obtienen las ton – km para esta operación.

$$T_{vr} = 14.6 + 27.3 + 150.7$$

$$T_{vr} = \mathbf{192.6 \text{ ton} - km}$$

5.4 RAZONES POR LAS CUALES SE DESLIZA Y CORTA UN CABLE

VIDA EN SERVICIO

La vida útil del cable de perforación rotaria puede aumentar si se utiliza un programa efectivo para efectuar los deslizamientos y cortes basándose en el incremento del servicio. Si se dependiera únicamente de la inspección a simple vista para estimar cuando se debe deslizar y cortar, se obtendría como resultado cortes excesivos y desgastes no uniformes, disminuyendo con esto, la vida en servicio del cable.

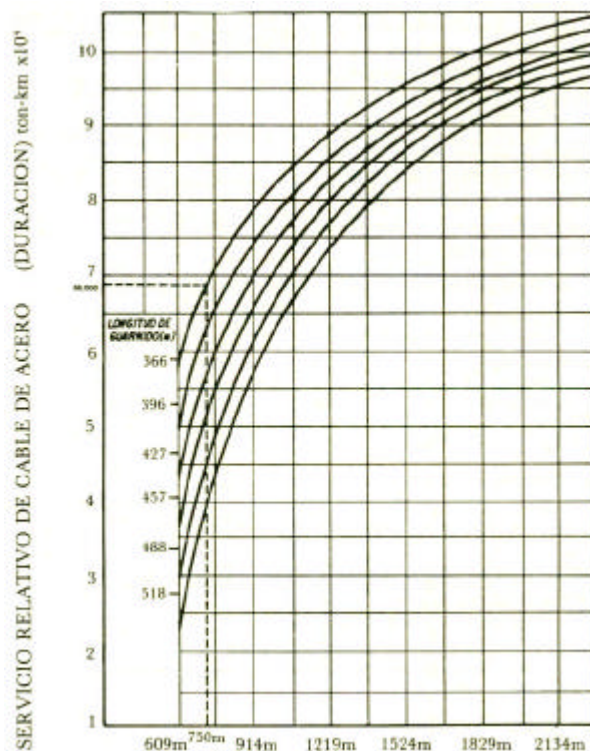
LONGITUD INICIAL DEL CABLE

La relación que existe entre esta y la probable vida útil de servicio del cable se puede ver en la grafica número 1.

Ejemplo

Se tiene un mástil T-126 (38.4 m de longitud) que requiere un guarnido de cable de 370 m: para esto utilizamos un carrete con cable de 1 1/8 pg y longitud de 750 m, construido con acero de arado mejorado preformado serie 6 x 19. Con la grafica 1 se hace lo siguiente:

- ❑ Se localiza horizontalmente el valor de la longitud inicial del cable (750 m)
- ❑ Trazar una vertical que intercepte la curva que indica un guarnido de cable de 366 m (valor más cercano a 370 m)
- ❑ Se traza una horizontal hacia la izquierda y se localiza la vida relativa del cable en servicio el cual para este ejemplo es de 68,000 ton – km aproximadamente



PROGRAMAS DE DESLIZAMIENTOS

El número de deslizamientos para cada corte varía de acuerdo a las condiciones de las operaciones que se efectúen, así como de la frecuencia y longitud que requieran los cortes.

La frecuencia puede variar de uno, dos o más deslizamientos antes de realizar el corte. Es recomendable que se deslice el cable más seguido cuando las operaciones que se efectúan son severas o cuando el cable sufra tensiones intermitentes.

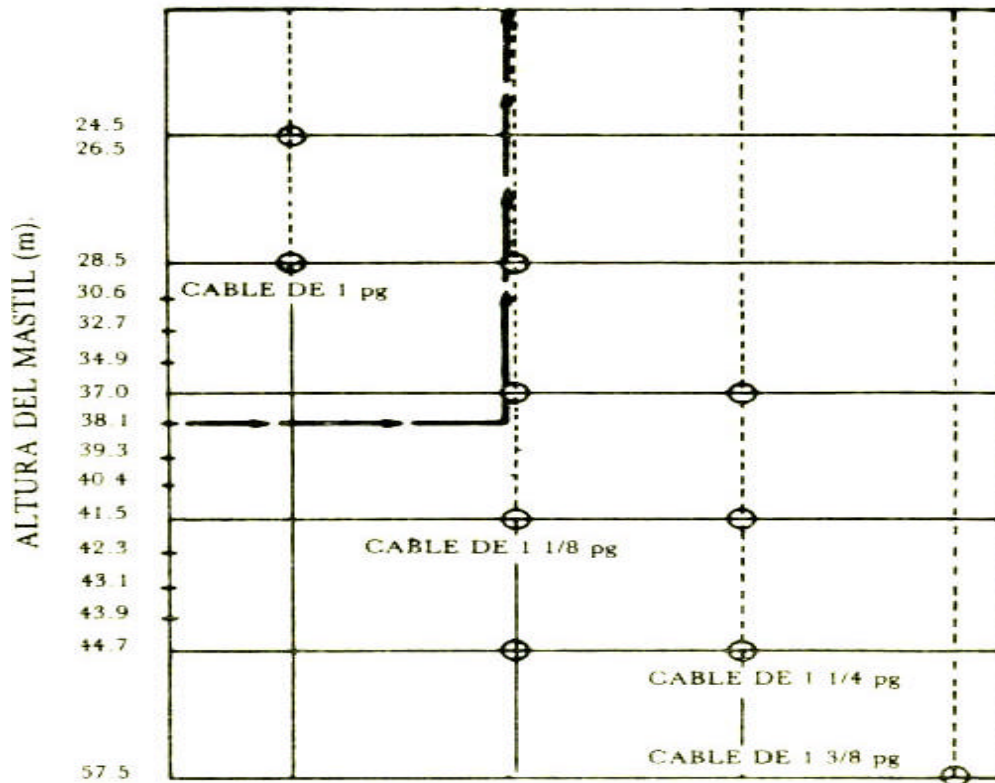
Debe evitarse que al deslizar se acumulen demasiadas capas sobre el tambor antes de efectuar el siguiente corte. El deslizamiento deberá hacerse de tal forma que ninguna parte del mismo quede de nuevo en los puntos de carga en que se enredaba anteriormente.

Es importante mencionar que los puntos de desgaste excesivos se localizan donde el cable se encuentra con el tambor, en la superficies de contacto con las poleas de la corona y las de la polea viajera en la posición donde comienza a elevarse. El número acumulado de metros deslizados entre cortes debe ser igual a la cantidad de cable que se va a cortar, cuando se llega al número de ton – km recomendado.

META DE SERVICIOS

Debemos seleccionar una meta de servicio entre cada corte en valores de ton – km y puede determinarse en forma aproximada con la grafica 2.

TONELADAS KILOMETRO ANTES DEL PRIMER CORTE



Figura

La construcción de esta grafica está hecha de acuerdo al API para cables, descrito en el boletín "RP-9B"; los valores de ton - km obtenidos, fueron calculados para cables de acero de arado mejorado preformado y alma de acero independiente, operando como un factor de seguridad de 5.

Para una comprensión más amplia de la utilización de la gráfica, se desarrollara un ejercicio utilizando los datos anotados en el ejemplo anterior.

- Altura del mástil T – 126
- Cable de acero 6 x 19 de 1 1/8 pg
- Vida relativa del cable = 68,000 ton – km (según grafica anterior)

Se traza una horizontal el eje de la altura del mástil (38.41 m) que intersecte la vertical que indica el diámetro del cable ($1 \frac{1}{8}$ pg)

Se proyecta una vertical paralela a la que se indica en el diámetro del cable y se lee en la superior que para la costa del Golfo da un valor de 1,315 ton – km para el primer corte.

De acuerdo al API, los cortes posteriores al inicial para cables de $1 \frac{1}{8}$ pg y diámetros menores serán de 145 ton – km menos, o sea $1,315 - 145 = 1,170$ y para cables de $1 \frac{1}{4}$ o mayores será de 290 ton – km menos.

VARIACIONES EN EL SERVICIO DEL CABLE

Las ton – km de servicio varían de acuerdo con el modelo del equipo, para esto hay que formular un programa para cada uno de ellos; las condiciones del cable al deslizarse y las finales al efectuar el corte, servirán para determinar si el programa que se desarrollo fue el correcto.

LONGITUD DE LOS CORTES

Para determinarla, deben considerarse los siguientes factores:

- ☐ Altura del mástil
- ☐ Diámetro del tambor y puntos de cruce.
- ☐ Cantidad del cable que puede manejar en exceso el tambor
- ☐ Puntos de carga en poleas de la corona y polea viajera al estar guarnido el cable.

Cuando se efectúan los deslizamientos y cortes hay que tener precaución de que los puntos de carga y cruce no se repitan. Esto se logra evitando que los cortes sean múltiplos de la circunferencia del tambor o de los puntos de carga.

Ejemplo

Con el propósito de que se obtenga una mejor comprensión en lo que a la longitud de deslizamiento y cortes se refiere, se desarrollara un ejemplo tomando los datos de un equipo T-126.

Datos:

- Altura del mástil Emsco T-1-126 = 38.41 m
- Diámetro del cable = 1 1/8 pg
- Localización geográfica Costa del Golfo
- Diámetro del tambor = 18 pg
- Factor de seguridad = 5

Solución:

- Longitud del corte = 23 m
- Longitud para cada deslizamiento = 5.75 m
- Ton-km para el corte inicial = 1,315
- Ton-km para los cortes siguientes = 1,170
- Ton- km para cada deslizamiento Inicial (4) = 329
- Ton-km para cada deslizamiento Posterior = 293

La longitud inicial del cable es de 750 m. a estos se le restan los 370 m que se utilizaron en el guarnido, quedando en el carrete una reserva de 380 m. La longitud de los cortes es de 23 m cada uno. Para conocer la cantidad de cortes que se tendrán, hay que dividir la reserva entre el número de metros por corte, y el número de deslizamientos se obtiene multiplicando el número de cortes por cuatro.

$$\text{núm. de cortes} = \frac{380}{23} = 16.5$$

$$\text{núm. de deslizamientos} = 16.5 \times 4 = 66$$

Como se menciono anteriormente, se elaboro la tabla con el programa de deslizamiento y cortes para cada modelo de equipo, esta se hizo siguiéndolas norma descritas por el "API-RP-9B" y utilizando la grafica número 2. Los valores obtenidos para cada modelo podrán ser variados, de acuerdo a las condiciones que presenten las operaciones que se efectúen.

En el ejemplo anterior los resultados obtenidos son para un factor de seguridad 5, pero suponiendo que el equipo operara en condiciones severas, hay que corregir el ton – km disminuyendo el factor a un valor de 3. Para lograrlo se requiere utilizar la grafica número 3 como sigue:

- a) En la parte inferior, partiendo del factor 5, hay que trazar una horizontal hacia la izquierda y localizar el factor 3.
- b) Desde ese punto se proyecta una vertical que intersécate la curva.
- c) Partiendo de la intersección, trazar una horizontal a la izquierda, donde se localiza el factor de servicio nuevo, que da un valor adimensional de 0.58, el cual se multiplica por las ton-km iniciales indicadas para este equipo, obteniéndose los valores corregidos como se señalan a continuación:

□ Ton-km para factor 3	= 1,315x0.58	= 763
□ Ton-km para cortes subsecuentes	= 763 – 145	= 618
□ Longitud por corte		= 23 m
□ Longitud para cada deslizamiento		= 5.75 m
□ Ton-km para deslizamiento inicial (4)		= 190
□ Ton-km para cada deslizamiento posterior		= 155

Como se observará, estos son los nuevos valores para cuando se desea trabajar con un factor de 3 en el cable que se vaya a utilizar.

5.5 CUIDADOS Y PROBLEMAS MÁS COMUNES DEL CABLE

CUIDADOS Y RECOMENDACIONES PRÁCTICAS

El cable debe mantenerse bajo techo y evitar al máximo que esté en contacto con la humedad, gases, ácidos, etc.

Al colocar un cable nuevo en el aparejo del levante del equipo se deberá trabajar varias veces con la carga mínima del polipasto, para que se acomode en el carrete del tambor principal. También se deberán evitar cargas repentinas al inicio del trabajo.

El cable de acero esta construido de muchas partes entre sí. Debido al uso se va eliminado la lubricación de fábrica. Por esto será necesaria la lubricación en el campo, como se ilustra a continuación.

Otro factor que influye en el desgaste prematuro de los cables de acero, es el mal estado de las poleas al presentar ranuras inadecuadas, baleros con exceso de fricción y escoriaciones.

TOLERANCIA EN EL DIÁMETRO DELA RANURA EN RELACION CON EL DIÁMETRO DEL CABLE			
DIÁMETRO DEL CABLE		DIÁMETRO DE LA RANURA	
mm	pg	mm	pg
6.5 - 8	$\frac{1}{4}$ - $\frac{5}{16}$	+ 0.4 - 0.8	+ $\frac{1}{64}$ - $\frac{1}{32}$
9.5 - 19	$\frac{3}{8}$ - $\frac{3}{4}$	+ 0.8 - 1.6	+ $\frac{1}{32}$ - $\frac{1}{16}$
20 - 28	$1 \frac{3}{16}$ - $1 \frac{1}{8}$	+ 1.2 - 1.6	+ $\frac{3}{64}$ - $\frac{3}{32}$
30 - 38	$1 \frac{3}{16}$ - $1 \frac{1}{2}$	+ 1.6 - 3.2	+ $\frac{1}{16}$ - $\frac{1}{8}$
40 - 50	$1 \frac{19}{32}$ - 2	+ 2.4 - 4.8	+ $\frac{3}{32}$ - $\frac{3}{16}$

Cuando solicite un cable de acero se deben tomar en cuenta los requisitos siguientes:

- ❑ longitud del cable (según el guarnido o cantidad de reserva)
- ❑ Diámetro del cable
- ❑ Número de torones
- ❑ Número de alambres por toron
- ❑ Colocación de los alambres
- ❑ Tipo de alma (fibra, plástico, acero)
- ❑ Calidad de acero de los alambres (arado, arado mejorado)
- ❑ Tipo de construcción (preformado, no preformado)
- ❑ Acabado de los alambres (galvanizado o no)
- ❑ Tipo de torcido (regular o lang)
- ❑ Dirección del torcido (derecho o izquierdo)

RECOMENDACIONES PRÁCTICAS

[Se sugiere utilizar un estabilizador de línea muerta que se coloca en la parte intermedia del mástil. Consiste en un brazo tubular que se fija al mástil y en el extremo opuesto, un receptáculo de hule sólido que se ajusta según el diámetro del cable. Este accesorio permite evitar movimientos al cable o chicote.

Mantenga instalados y apretados los tornillos en el tambor del malacate y la grapa.

Los pernos del censor deberán tener el seguro instalado.

Todos los cables tienen desgaste natural por el trabajo pero en ocasiones, debido al manejo inadecuado, falta de mantenimiento o trabajos inapropiados se reduce la vida útil de estos.

A continuación se presentan una serie de problemas más frecuentes en el campo y las causas probables que los ocasionan.

Problemas

Causas

Cable roto —————

- Sobrecarga debido a impactos severos
- Cocas
- Desgaste excesivo en punto
- Debilitamiento de uno o más torones
- Oxidación excesiva
- Falta de elasticidad
- Deslizamiento y cortes inadecuados

Problemas

Causas

**Uno o más
Torones rotos**

- Sobrecargas
- Cocas
- Desgaste en punto por oxidación
- Fatiga
- Velocidad excesiva
- Deslizamiento del cable en punto de Apoyo
- Vibraciones en el ancla del cable
- Deslizamientos y corte inadecuados

**Oxidación
Excesiva**

- Falta de lubricación
- Gases o fluidos corrosivos
- Agua alcalina o ácida
- Protección inadecuada

**En el transporte
Al equipo**

- Rodamiento Prolongado del carrete
- Golpes al bajarlo del camión
- Amarrado del carrete con cadenas directamente del cable

**Encasillado
Incorrecto**

- Refuerzos del extremo débiles que permiten se aflojen uno o mas torones
- Casquillos mal colocados que producen se afloje el cable o se apriete demasiado

Daño en el trabajo de pesca

- Uso inadecuado del cable

**Aumento del peso entre
Torones y disminución
del diámetro**

- Esto es frecuente en cables con alma de fibra debido a sobrecargas que deforman el alma por aplastamiento

Ruptura de alambres

- Calor excesivo generado por fricción

**Desgaste en algunos
puntos**

- Cocas
- Dobleces durante su instalación
- Deficiencia de giros de poleas

Distorsión del cable	—————	- Instalación Defectuosa de grapas
Torones levantados	—————	- Deslizamiento De Grapas - Ancla del cable inadecuada - Cable mal colocado en el ancla
Desgaste por abrasión		- Falta de lubricación - Rozamiento con piezas fijas o abrasivas - Alineación deficiente - Ranuras reducidas o grandes en la poleas
Ruptura de alambres Por fatiga		- Vibraciones - Velocidad Excesiva - Deslizamiento del cable en grapas - Ranura de poleas reducidas - Selección inadecuada del cable - Menor diámetro de poleas que el Mínimo requerido
Aplastamiento Excesivo		- Sobrecargas - Flojo devanado del tambor - Cruces en el devanado - Deslizamiento y Cortes inadecuados
Chicote del cable		- Poco apriete del cable en el devanado Del tambor

5.6 CARGA MÁXIMA DE ACUERDO AL NÚMERO DE LÍNEAS

Para calcular la carga máxima recomendada en el aparejo, se debe de tomar en cuenta el número de líneas del guarnido.

Los equipos de perforación y Mantenimiento a pozos utilizan cable de acero tipo boa serie 6 x 19 Alma de acero, acero de arado mejorado

Ejemplo:

Cable de acero tipo boa de 1 3/8" guarnido a 8 líneas, resistencia de 77.54 ton efectiva por línea.

$$C_m = \frac{R \times \text{No L}}{F_s 3} = \quad \text{ton}$$

Donde:

C_m = Carga máxima en ton
 R = Resistencia a la tensión por línea
 No L = Numero de líneas
 $F_s 3$ = Factor de seguridad 3

$$C_m = \frac{77.54 \times 8}{3} = \frac{620.32}{3} = 206.7 \text{ ton}$$

5.7 TIPOS DE ANCLAS

ANCLA DE LÍNEA MUERTA.-Este accesorio consiste en un tambor de giro libre con brazo de palanca, en el tambor se enrolla en cable de operación dando de dos a cuatro vueltas, el extremo libre que viene del carrete de reserva, se fija al ancla mediante una grapa con estrías de fricción sujeta con seis tornillos al brazo de palanca.

Todo este conjunto se acopla a su base respectiva con un perno de alta resistencia; existen varias marcas y el tipo de cada una de ellas se combinara con el indicador de peso y diámetro de cable que este utilizando el equipo.

ANCLA NATIONAL TIPO "EB" CON DIAFRAGMA "MARTÍN DECKER" – 890, PARA INDICADOR TIPO "E" o "EB"

RANGO EN LA LINEA MUERTA 90,000 LB; DIÁMETRO DEL TAMBOR 28 PG; PESO 1,400 LB PARA MEDIDAS DE CABLE DE 1¼, 1 3/8 y 1 ½ PG CON INDICADOR TIPO "E" y 1 ½ A 1 5/8 CON INDICADOR TIPO "EB" (EQUIVALE HERCULES MOD. 131)

ANCLA NATIONAL TIPO "D" CON DIAFRAGMA "MARTÍN DECKER" E – 80, PARA USARSE CON INDICADOR DE PESO TIPO "D"

RANGO EN LA LINEA MUERTA 60,000 LB; DIÁMETRO DEL TAMBOR 24 PG; PESO 1,080 LB RECOMENDADA PARA MEDIDAS DE CABLE DE 1, 1 1/8, 1 ¼ PG (EQUIVALE HERCULES MOD. 129)

ANCLA NATIONAL TIPO "F" CON DIAFRAGMA "MARTÍN DECKER" E-160-A, SE INSTALA PARA INDICADORES DEL TIPO "FS"; RANGO EN LA LINEA MUERTA 40,000 LB; DIÁMETRO DEL TAMBOR 16 PG; PESO 385 LB RECOMENDADA PARA MEDIDAS DE CABLE DE 7/8, 1, 1 1/8 y 1 1/4 PG (EQUIVALE HERCULES MOD. 118)

ANCLA NATIONAL TIPO "G" CON DIAFRAGMA INSTALADO "MARTÍN DECKER" E-190 PARA USARSE CON INDICADOR DE PESO TIPO "G"; RANGO DE CAPACIDAD EN LA LINEA MUERTA 30,000 LB; DIÁMETRO DEL TAMBOR 10 PG; PESO 160 LB PARA MEDIDA DE CABLE RECOMENDADO DE 5/8, 3/4, 7/8 y 1PG (EQUIVALE HERCULES MOD. 117)

La instalación de la anclas se realiza de acuerdo a su tipo, las E y D se instalan en el piso de la subestructura o en la parte izquierda de esta, en el lado izquierdo cuando el guarnido del cable se va a realizar a la izquierda, y del lado derecho cuando el guarnido se hará a la derecha.

El tipo FS se instala en la parte media de la pierna izquierda del mástil

El tipo G se instala en el piso del remolque del malacate.

El tambor del ancla se fabrica con ranuras en el cuerpo de enrollado acordes con el diámetro del cable que utilizará, con el fin de obtener un buen enrollado y evitar daños prematuros.

En el extremo del brazo palanca se instala un diafragma (censor) que transmite la fuerza al indicador de peso cuando se efectúa un movimiento de carga (tensión) por medio de un fluido que circula a través de una manguera de alta presión al

momento de comprimirlo; el sensor esta instalado en el ancla con pernos que sujetan un extremo al brazo de palanca del tambor móvil y el otro a la base fija.

El ancla trabajará y activará al diafragma efectuando un jalón en el cable de operación del malacate, transmitiéndolo a la línea muerta y esta, activa el brazo de palanca del sensor comprimiendo al fluido y enviando la señal de carga hacia el indicador de peso.

MANTENIMIENTO

- ❑ Mantenga limpia el ancla
- ❑ Aplique una capa de grasa (untura) en la superficie del cable enrollado en el carrete
- ❑ Lubrique los pasadores (pernos) del diafragma
- ❑ Engrase el perno principal del tambor móvil
- ❑ Verifique el desgaste de la ranura de la grapa que asegura el cable
- ❑ Inspeccione en cada turno los puntos que se indican en la siguiente figura

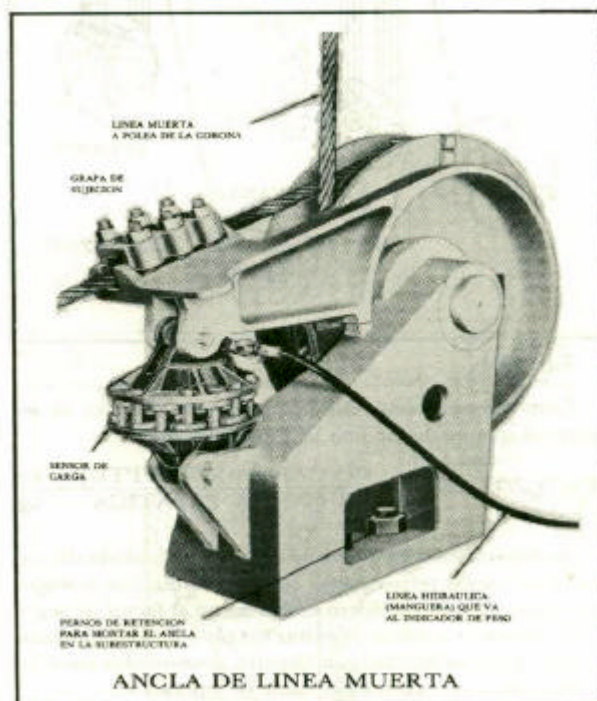


FIGURA. ANCLA DE LINEA MUERTA MOSTRANDO LOS PUNTOS DE INSPECCION

5.8 PROCEDIMIENTO Y OPERACIÓN PARA GUARNIR, DESLIZAR Y CORTAR CABLE

PROCEDIMIENTO Y OPERACIÓN PARA DESLIZAR CABLE

- 1) Calculo de toneladas kilómetro.
- 2) Acuerdan efectuar el deslizamiento del cable.
- 3) Junta de operación y seguridad.
- 4) Cuelgan la polea viajera.
- 5) Comprueban el colgado de la polea viajera.
- 6) Verificar instalación de tornillos tope en el ancla.
- 7) Retirar abrazaderas del ancla.
- 8) Medir la longitud del cable a deslizar.
- 9) Verificar la función para deslizar cable por corona y estabilizador.
- 10) Deslizar la longitud de cable seleccionado
- 11) Instalación nuevamente de la abrazadera del cable principal en el ancla.

PROCEDIMIENTO Y OPERACIÓN PARA CORTAR CABLE

1. Acuerdan cortar cable.
2. Despejar piso, quitar tolvas y colgar la polea viajera en el piso de perforación.
3. Extracción del cable del carrete.
4. Inspección del cable.
5. Desanclaje del cable en el carrete del malacate.
6. Calibración del tambor del malacate y cable.
7. Preparación para cortar el cable.
8. Efectuar el corte del cable.
9. Anclaje del cable en el tambor del malacate.
10. Enrollado del cable en el tambor del malacate.
11. Instalación de tolvas.
12. Quitar el cable de la polea.
13. Proteger el cable principal.

CAPITULO 6

SISTEMA DE CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL

6.1 TIPOS, CLASIFICACIONES API Y OPERACIONES DE PREVENTORES

Durante las operaciones de perforación si llegara a manifestarse un brote, el sistema de control superficial deberá tener la capacidad de proveer el medio adecuado para cerrar el pozo y para circular el fluido invasor fuera de el.

El control de un pozo lo constituyen generalmente en la superficie, los sistemas independientes que son el de circulación y el de preventores de reventones.

LOS TIPOS MÁS USUALES SON:

- Desviador de flujo (Divertir)
- Cabeza rotaria
- Preventor rotatorio
- Anular HD Tipo "GK"
- Cameron Tipo "D"
- Preventor de arietes tipo "U" doble
- Preventor de arietes tipo "U" sencillo
- Tipo Marino

La clasificación típica del API para conjuntos de preventores se basa en el rango de operación de trabajo. De acuerdo a los arreglos que la norma API RP 53 recomienda.

Los hay de 2,000, 3,000, 5,000, 10,000 y 15,000 lb/pg² (141, 211, 352, 703 y 1055) kg/cm².

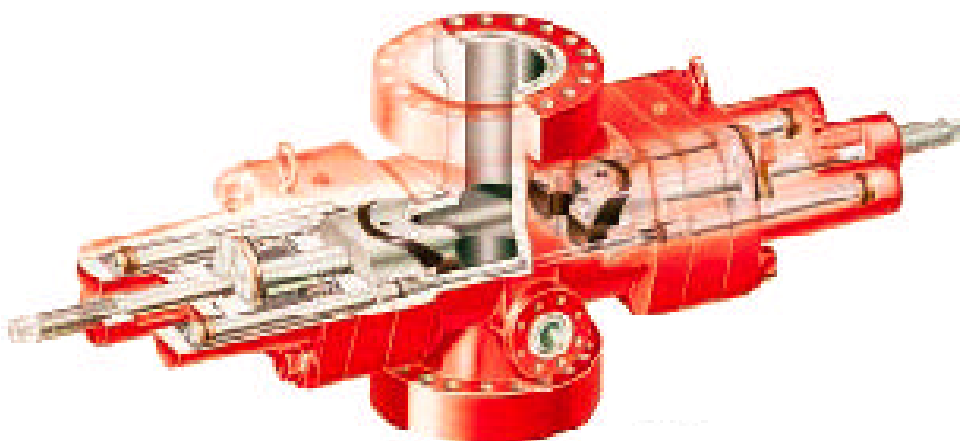


Figura preventor de arietes cameron tipo "U" sencillo

ARREGLO TÍPICO DE PREVENTORES

- G - Cabeza rotatoria
- A - Preventor anular
- Rd - Preventor de arietes para tubería de perforación, ciegos, variables o de corte.
- R - Preventor de arietes sencillo arietes variables o de corte
- Rt - Preventor triple con tres juegos de arietes instalados a criterio
- S - Carrete de control con salidas laterales para líneas de matar y estrangular

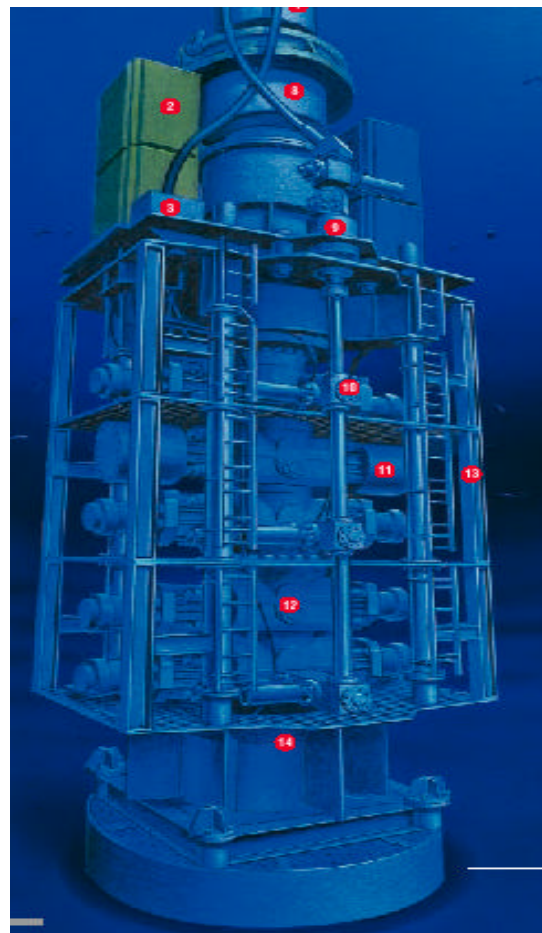
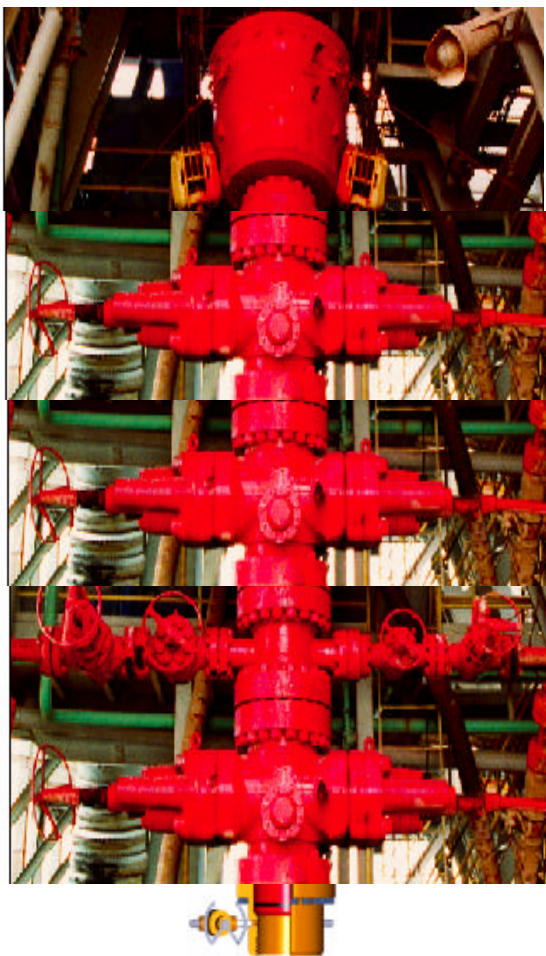


Figura Arreglo de preventores terrestre y marino

6.2 APLICACIÓN DE LAS RECOMENDACIONES DE API, E INTERNAS DE PEMEX EN LA INSTALACIÓN Y EL MANTENIMIENTO DE LOS CSC

SISTEMAS PARA OPERAR PREVENTORES

Es conveniente que usted tenga presente algunas normas de seguridad que se emplean en el conjunto de preventores de su instalación y su operación, permitiéndole con esto un adecuado manejo de los mismos y un mayor rendimiento en su área de trabajo.

ANTES DE SU INSTALACIÓN

- La medida y capacidad del preventor deberá ser igual que a del cabezal donde se va a instalar.
- Efectúe la revisión del preventor en posición correcta.
- Abra los bonetes del preventor, revise el empaque y las pistas de sello.
- Verifique que los empaques frontales y superiores de los arietes (rams) estén en buenas condiciones.
- Revise la operación de los tornillos candado (yugo), ésta deberá ser fácil y rápida.
- En conjunto los preventores dobles de 350 kg/cm² (5000 lb/pg²). Y de 700 kg/cm² (10,000 lb/pg²) los arietes (rams) ciegos se colocan en el preventor de en medio y los arietes de tubería en el preventor superior e inferior, siempre y cuando sea del mismo diámetro la tubería.
- Al cerrar los bonetes, apriete adecuadamente los tornillos en forma de cruz. Pruebe la hermeticidad del cierre.
- Instale y pruebe las líneas de 1 pg de los preventores.
- Revise la operación de los arietes (rams) verificando el movimiento de los vástagos contra la presión de operación.
- Limpie y revise las pistas para los anillos metálicos empacadores en las bridas.
- El anillo metálico empacador será del rango adecuado para las bridas que se unan e invariablemente nuevo.
- Verifique las medidas y cantidades de birlos y tuercas que se van a usar y repáselos.
- Revise las pistas de sello de las bridas laterales e instale las válvulas respectivas.
- Compruebe que la cantidad de birlos y tuercas para las bridas laterales sea adecuada y de la medida correcta.

MEDIANTE SU INSTALACIÓN

- Maneje los preventores usando cable de acero de 1 pg o mayor diámetro (no los maneje con los cáncamos, éstos es usándolos para cambio de arietes o de bonetes).
- Inspeccione nuevamente la ranura de sello inferior y la del cabezal de la T. R.
- Lave y seque las ranuras e instale el anillo metálico empacador correctamente; éste deberá ser nuevo.
- Proteja la boca del pozo mientras se efectúa la operación de instalación del Preventor.
- Oriente los preventores al sentarlos en el cabezal e introduzca cuatro birlos para utilizarlos como guías. Siéntelos con precaución para no dañar el anillo metálico empacador.
- Revise que el apriete de los birlos se efectúe en forma de cruz hasta lograr el apriete adecuado.
- En caso de instalarse dentro de un contrapozo profundo deberá darse la altura adecuada para lograr la apertura de los bonetes. (use carretes espaciadores).
- Antes de conectar las mangueras metálicas de 1 pg, selecciónelas e instálelas correctamente al preventor.
- Instale el sistema de operación manual de los preventores.
- Compruebe la instalación del preventor con respecto al pozo y mesa rotaria.
- Instale la campana con su línea de flujo (línea de flote).
- Los cáncamos deberán permanecer conectados en el cuerpo del preventor.

DURANTE SU OPERACIÓN

- Revise que la presión hidráulica de operación del múltiple de los preventores permanezca en 105 kg/cm² (1,500 lb/pg²).
- Deberá probarse la efectividad del conjunto de preventores a su capacidad de trabajo con la mayor brevedad posible después de su instalación.
- Siempre deberá estar instalado el sistema de operación manual a los preventores. (Cruquetas, extensiones, volantes, seguros y soportes).
- Los tornillos candado (yugos) deberán permanecer engrasados.
- En las líneas de operación de los preventores no deberán existir fugas.
- Revise periódicamente el apriete de la tortillería de los preventores y válvulas laterales.
- Opere con frecuencia los arietes (rams) para la tubería y los ciegos normales o de corte al terminar de sacar la tubería, compruebe la operación de los vástagos contra la presión de operación.
- Inspeccione que las líneas de matar y estrangular estén conectadas a las válvulas laterales del preventor o al carrete de control.
- Al efectuar un cambio de arrites (rams) al conjunto de preventores, debe ser en el menor tiempo posible.

- Al cambiar los arietes (rams), revise los sellos de los bonetes y sus pistas. Al cerrarlos apriete correctamente los tornillos.
- El agujero de paso del conjunto de preventores deberá permanecer
- Entrado respecto a la tubería y a la mesa rotatoria.
- Durante la operación, si se observa movimiento en el conjunto de preventores, debe sostenerse a la subestructura por medio de tensores.
- Durante la intervención del pozo se deberán tener arietes (rams) de las medidas de las tuberías que se manejan, así como elementos de sellos de los arietes (rams) y los bonetes.

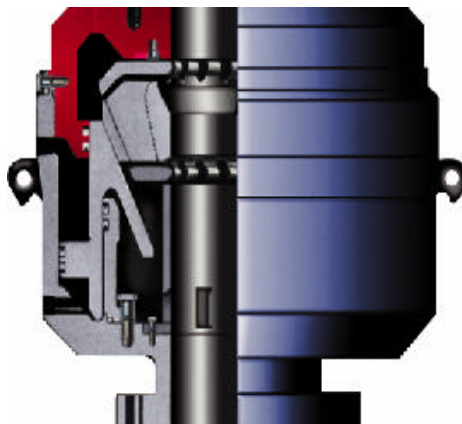
DESCRIPCIÓN DEL PREVENTOR ANULAR (ESFÉRICO)

Se le denomina con este nombre a la unidad que forma parte del conjunto de preventores, y tiene como principal característica, efectuar cierres herméticos a presión sobre cualquier forma o diámetro o herramienta que pueda estar dentro del pozo. Este preventor jamás deberá estar cerrado si no hay tubería dentro del pozo.

Estos preventores se emplean con el uso de un elemento grueso de hule sintético que se encuentra en el orificio interno del mismo y al operarlo, se deforma concéntricamente hacia el interior del preventor, ocasionando el cierre parcial o total del pozo. El hule estando en posición abierta tiene el mismo diámetro de paso del preventor. Además permite el paso o giro de tuberías aún estando cerrado (esta operación se debe efectuar regulando la presión de trabajo a su mismo valor de sello).

Al detectar un brote con tubería dentro del pozo, se cerrará el preventor adecuado (de arietes o anular esférico).

El preventor anular esférico deberá ir colocado en la parte superior de los preventores de arietes, debiendo ser de las mismas características. Los más usados son de 21¼, 16¾, 13 5/8, 11 y 7 1/6", con presiones de trabajo de 2000 a 10,000 lb/pg².



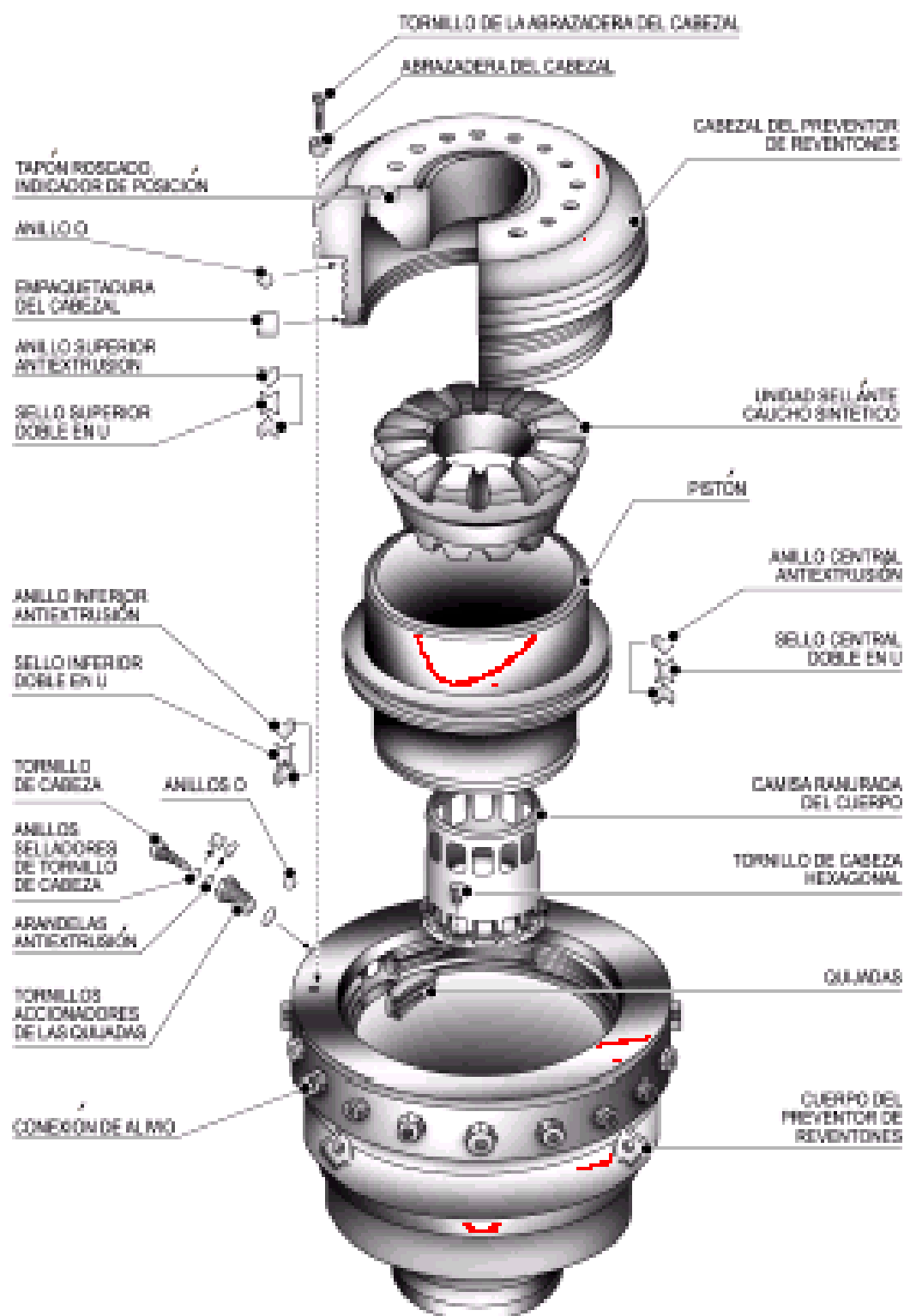


Figura preventor anular (esférico)

6.3 OPERACIÓN DE LA UNIDAD ACUMULADORA PARA LA OPERACIÓN DE PREVENTORES

UNIDAD PARA OPERAR PREVENTORES (KOOMEY)

El sistema de control que acciona el arreglo de preventores, permite aplicar la potencia hidráulica suficiente y confiable para operar todos los preventores y válvulas hidráulicas instaladas.

Las practicas recomendadas API RP – 16E del Instituto Americano del Petróleo y el Reglamento del Servicio para el Manejo de Minerales (MMS) establecen los requerimientos que se deberán tener en cuenta para la selección de una adecuada unidad de cierre en función al tamaño, tipo y número de elementos hidráulicos que serán operados para lograr un cierre.

Los elementos básicos de un sistema de control son:

- Deposito almacenador de fluido
- Acumuladores
- Fuente de energía – unidades de cierre
- Consolas de control remoto
- Válvula de control para operar los preventores

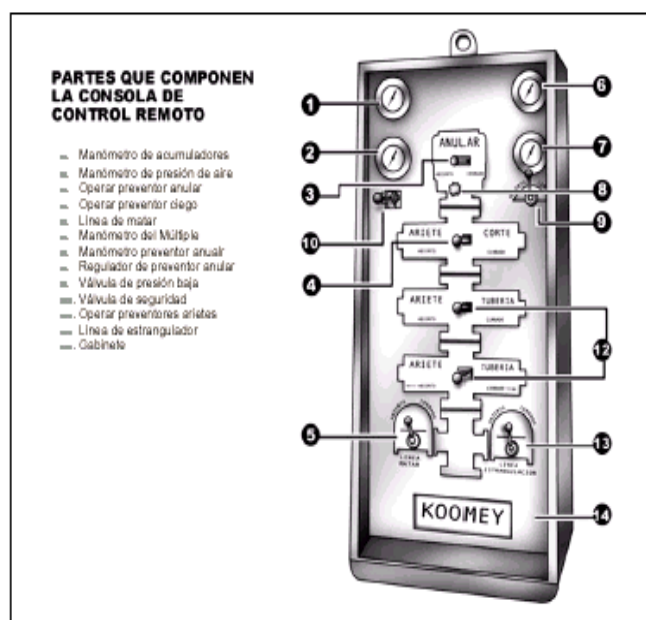
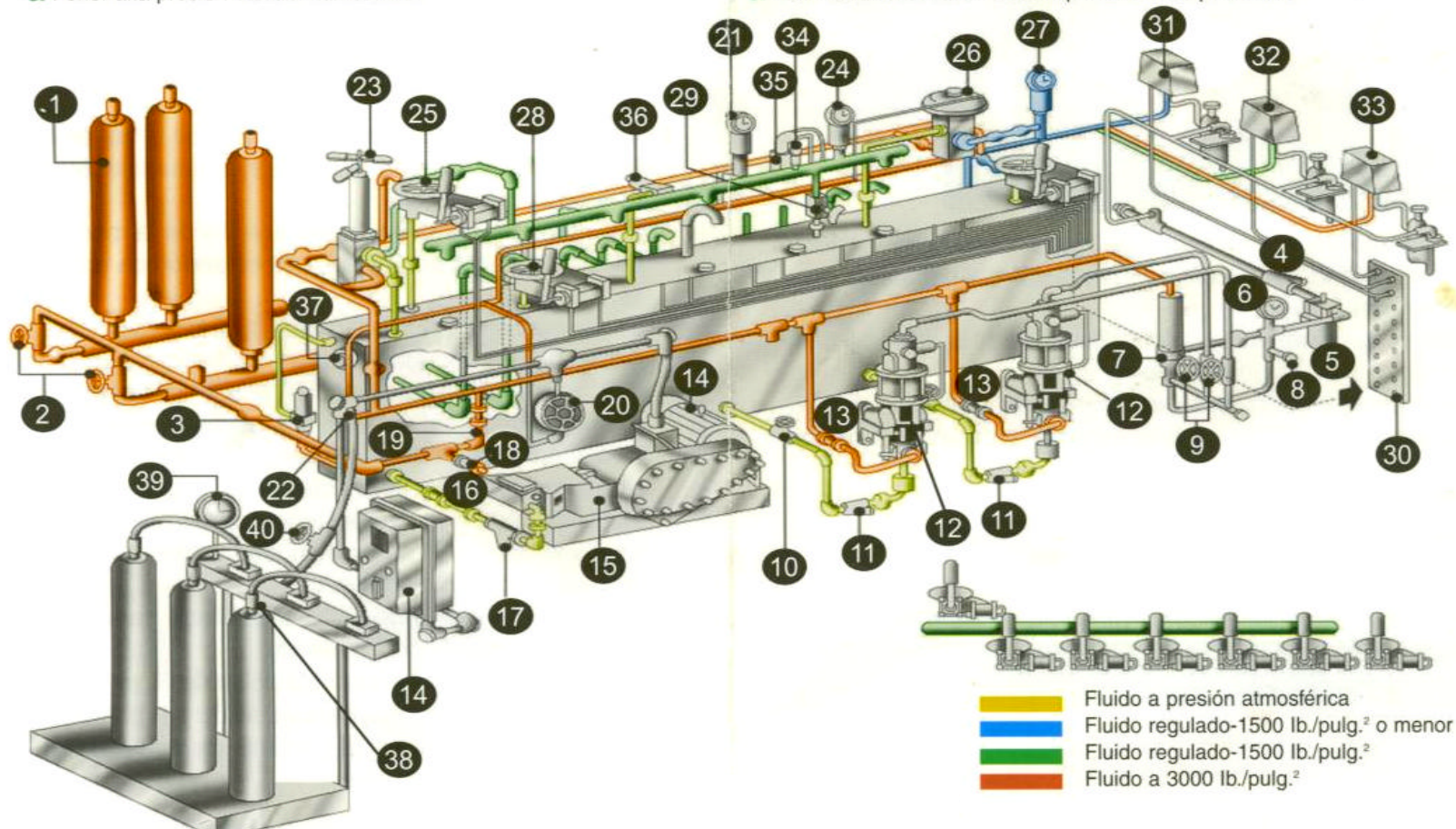


Figura tablero de control remoto para operar preventores

Diagrama esquemático del sistema superficial, provisto del banco de energía adicional (N₂), para accionar el conjunto de preventores.

SECUENCIA

1. Quite tapones (número 37) del tanque.
2. Cierre válvulas números 19 y 29
3. Poner alta presión válvula número 25.
4. Colocar RAM-LOCK preventor cerrado, verifique válvula hidráulica abierta.
5. Abrir válvula número 38 = 80 kg/cm²
6. Abrir válvula número 40 Verifique cierre del preventor.



DESCRIPCIÓN DE PARTES UNIDAD ACUMULADORA KOOMEY

- 1.- Acumuladores.
- 2.- Válvulas aisladoras.
- 3.- Válvula de seguridad.
- 4.- Filtro en línea suministro de aire.
- 5.- Lubricador de aire.
- 6.- Manómetro en línea de aire.
- 7.- Interruptor de presión hidroneumático
- 8.- Válvula para aislar el interruptor hidroneumático.
- 9.- Válvula de suministro de aire a bombas hidráulicas.
- 10.- Válvulas de cierre en línea de succión.
- 11.- Filtros en línea de succión.
- 12.- Bombas hidráulicas impulsadas por aire.
- 13.- Válvulas de retención (check).
- 14.- Motor eléctrico y arrancador de bomba triple.
- 15.- Bomba triple hidroeléctrica.
- 16.- Válvula de cierre en línea de succión.
- 17.- Filtro en línea de succión.
- 18.- Válvula de retención (check).
- 19.- Válvula aisladora de la bomba hidroeléctrica.
- 20.- Interruptor de presión hidroeléctrica.
- 21.- Manómetro en el sistema acumulador.
- 22.- Filtro para fluido en el sistema acumulador.
- 23.- Válvula reguladora y reductora de presión.
- 24.- Manómetro en el múltiple de distribución de fluido.
- 25.- Ramlok para aislar la válvula reductora de presión.
- 26.- Válvula reguladora y reductora impulsada por aire.
- 27.- Manómetro del Preventor anular.
- 28.- Válvulas de cuatro vías (Ramloks).
- 29.- Válvula de purga.
- 30.- Caja de empalme de aire.
- 31.- Transmisor de presión del Preventor anular.
- 32.- Transmisor de presión del múltiple de distribución de fluido.
- 33.- Transmisor de presión del sistema acumulador.
- 34.- Válvula neumática reguladora de presión Preventor anular.
- 35.- Selector regulador de presión del Preventor anular.
- 36.- Válvula de seguridad del múltiple de distribución de fluido.
- 37.- Tapones del tanque de almacenamiento.
- 38.- Cilindros con Nitrógeno.
- 39.- Manómetro del banco de energía adicional.
- 40.- Válvula maestra del banco de energía adicional.

PARTES

Función

1.-ACUMULDORES

Su presión de trabajo es de 3,000 lb/pg² Y la presión de precarga con Nitrógeno de 1,000 a 1,100 lb/pg² Se tiene que verificar la presión de precarga en cada botella cada 30 días, las botellas deben contener solamente nitrógeno, ya que el aire y otros gases pueden causar fuego o explosión.

2.- VÁLVULAS AISLADORAS DEL BANCO ACUMULADOR.

Normalmente deben estar abiertas y cerradas cuando desee aplicar una presión mayor de 3,000 lb/pg² o cuándo realice pruebas de efectividad de tiempo de respuesta del sistema.

3.- VÁLVULA DE SEGURIDAD DEL BANCO ACUMULADOR.

4.- FILTRO DE LA LÍNEA SUMINISTRO DE AIRE.

Está calibrada para abrir a 3,500 lb/pg²

5.- LUBRICADOR DE AIRE.

Debe limpiarlo cada 30 días

6.- MANOMETRO INDICADOR DE LA PRESION DE LA LÍNEA DE SUMINISTRO DEL AIRE.

Debe usar lubricante SAE -10 o equivalente y ajustarlo para que provea seis gotas de aceite por minuto, además de revisarlo Semanalmente.

7.- INTERRUPTOR DE PRESIÓN AUTOMATICA HIDRONEUMATICO.

Rango de presión de 0 - 300 lb/pg²

8.- VÁLVULA PARA AISLAR EL INTERRUPTOR DE PRESIÓN AUTOMATICO HIDRONEUMATICO.

Normalmente está regulado para cortar a 2,900 lb/pg² en unidades que cuentan con bombas de aire y bomba eléctrica. Cuándo la presión en el Sistema desciende a 2,700 lb/pg² automáticamente permite que el aire fluya y arranque la bomba. Para incrementar la presión de corte, gire la tuerca que ajusta el resorte de izquierda a derecha y de derecha a izquierda para disminuirla.

9.- VÁLVULAS PARA SUMINISTRAR AIRE A LAS BOMBAS HIDRAULICAS IMPULSADAS POR AIRE.

Normalmente ésta válvula debe encontrarse cerrada. Cuándo se requieran presiones mayores de 3,000 lb/pg², primero cierre la válvula que aísla la bomba eléctrica (19) gire la válvula (25) hacia la derecha (alta presión) y finalmente abra esta válvula, lo que permitirá manejar presiones hasta de 5,500 lb/pg².

10.- VÁLVULAS DE CIERRE DE SUCCIÓN.

Normalmente deben estar abiertas.

Siempre permanecerán abiertas

PARTES	FUNCION
11.- FILTROS DE SUCCIÓN.	La limpieza se realizará cada 30 días.
12.- BOMBAS Hidráulicas IMPULSADAS POR AIRE.	Este tipo de bombas operan Con 125 lb/pg ² de presión de aire. Cada lb/pg ² de presión de aire produce 60 lb/pg ² de presión hidráulica.
13.- VÁLVULAS DE CONTRAPRESIÓN (CHECK).	Su función es permitir eparar o cambiar las bombas hidroneumáticas sin perder presión en el banco acumulador.
14 MOTOR ELÉCTRICO Y ARRANCADOR.	El motor eléctrico opera con tensión eléctrica de 220 a 440 voltios, 60 ciclos, tres fases; la corriente requerida depende de la potencia del motor. El arrancador acciona y para automáticamente el motor eléctrico que controla la bomba triplex o dúplex; trabaja conjuntamente con el interruptor manual de sobre control para accionar o parar. El interruptor de control debe estar en la posición "auto". (14)
15.- BOMBA TRIPLEX (O DUPLEX) ACCIONADA POR MOTOR ELÉCTRICO.	Cada 30 días se debe revisar el nivel (SAE-30W). Además se tiene que revisar el nivel de aceite en la coraza de la cadena (30 ó 40W), el cual debe llegar hasta el tapón de llenado.
16.- VÁLVULA DE CIERRE DE SUCCIÓN.	Normalmente debe estar abierta
17.- FILTRO DE SUCCIÓN.	Efectúe su limpieza cada 30 días
18.- VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN (CHECK).	Su función es permitir reparar el extremo hidráulico de la bomba sin perder presión en el Sistema.
19.- VÁLVULA AISLADORA DE LA BOMBA HIDROELÉCTRICA	Debe estar abierta normalmente y sólo tiene que cerrarla cuando vaya a generar presiones mayores de 3,000 lb/pg ² con las bombas hidroneumáticas.
20.- INTERRUPTOR DE PRESIÓN AUTOMATICO HIDROELECTRICO.	El motor de la bomba hidroeléctrica arranca automáticamente cuando la presión en el banco acumulador desciende a 2700 lb/pg ² y para cuando la presión llega a 3,000 lb/pg ² . Al ajustar la presión de paro del motor eléctrico, quite el protector del tomillo regulador y gírelo en sentido contrario a las manecillas del reloj para disminuir la presión o en el sentido de las mismas manecillas para incrementar la presión. Para ajustar la presión de arranque del motor eléctrico quite la tapa a prueba de explosión, purgue la presión del sistema a la presión de arranque deseada y mueva la rueda de ajuste hacia arriba, hasta que el motor arranque.

PARTES	FUNCION
21.- MANÓMETRO INDICADOR DE LA PRESION EN EL SISTEMA ACUMULADOR.	Rango de presión de 0- 6,000 lb/pg ²
22.- FILTRO PARA FLUIDO EN EL SISTEMA ACUMULADOR.	Revisarlo cada 30 días.
23.- VÁLVULA REGULADORA Y REDUCTORA DE PRESIÓN	Reduce la presión del Sistema a 1,500 lb/pg² para operar los Preventores de arietes y las válvulas con operador hidráulico. Para ajustar esta válvula, primero afloje la tuerca candado de la manija y gírela hacia la derecha para incrementar la presión y hacia la izquierda para reducirla, observando siempre el manómetro al fijar la presión en el regulador del múltiple de distribución; finalmente, apriete la tuerca candado de la manija. (24)
24.- MANÓMETRO INDICADOR DE PRESION EN EL MULTIPLE DE DISTRIBUCIÓN DE FLUIDO.	Rango de presión de 0 -10,000 lb/pg ²
25.- VÁLVULA PARA AISLAR LA VÁLVULA REDUCTORA DE PRESIÓN.	Debe estar en posición abierta, y cuando se necesiten aplicar presiones mayores de 1,500 lb/pg ² a los preventores de arietes, gírela a la posición de cerrada, así se aísla la válvula (23).
26.- VÁLVULA REGULADORA Y REDUCTORA DE PRESIÓN IMPULSADA POR AIRE.	Regula la presión para el Preventor anular. La presión puede variar dependiendo del diámetro del tubo contra el que cierra el Preventor anular.
27.- MANÓMETRO INDICADOR DE PRESIÓN DEL PREVENTOR ANULAR.	Rango de presión de 0 -3,000 lb/pg ² .
28.- VÁLVULAS DE CUATRO VÍAS.	Permiten cerrar o abrir los preventores y las válvulas hidráulicas instaladas.
29.- VÁLVULA DE PURGA.	Normalmente debe estar cerrada. Esta válvula debe mantenerse abierta cuando se precargan las botellas del acumulador.
30.- CAJA DE EMPALME DE AIRE.	Se usa para conectar las líneas de aire en el Sistema a las líneas de aire que vienen del tablero de control remoto.
31.- TRANSMISIÓN DE PRESIÓN NEUMÁTICA PARA LA PRESIÓN DEL PREVENTOR ANULAR.	Ajuste el regulador de presión del transmisor, para que la presión del manómetro del preventor anular en el tablero remoto sea igual a la del manómetro del Sistema. (27)

PARTES	FUNCIÓN
32.- TRANSMISOR DE PRESIÓN NEUMÁTICA PARA LA PRESIÓN DEL MÚLTIPLE DE FLUIDO.	Ajuste el regulador de presión del transmisor, para que el manómetro de los preventores de arietes en el tablero remoto registre la misma presión que el manómetro del Sistema. (24)
33.- TRANSMISOR DE PRESIÓN NEUMÁTICA PARA LA PRESIÓN DEL SISTEMA ACUMULADOR.	Ajuste el regulador de presión del transmisor, para que el manómetro que indica la presión del acumulador en el tablero remoto registre la misma presión que el manómetro del Sistema. (21)
34.- VÁLVULA NEUMÁTICA REGULADORA DE LA VÁLVULA (26).	Se utiliza para regular la presión de operación del Preventor anular. El giro a la izquierda disminuye presión y a la derecha la incrementa. Vigile siempre el manómetro cuando ajuste la presión. (27)
35.- SELECTOR DE REGULADOR DE PRESIÓN DEL PREVENTOR ANULAR.	Se usa para seleccionar el tablero (unidad o control remoto) desde donde se desea controlar la válvula reguladora (26).
36.- VÁLVULA DE SEGURIDAD DEL MÚLTIPLE DISTRIBUIDOR DE FLUIDO.	Está regulada para que abra a 5,500 lb/pg ² .
37.- TAPONES DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO.	Son dos de 4" y se utilizan para cargar y descargar el fluido de operación. Y observar fugas en las válvulas de 4 pasos RAM-LOCK
38.- CILINDROS CON NITROGENO.	Son la fuente de energía independiente que podrá utilizarse como ultimo recurso para cerrar el pozo cuando se presente una emergencia.
39.- MANÓMETRO DEL BANCO DE ENERGIA ADICIONAL.	Este manómetro deberá tener como mínimo 80 kg/cm ² de N ₂ ,
40.- VALVULA MAESTRA DEL BANCO DE ENERGIA ADICIONAL	Válvula general de N ₂ que al abrirla acciona el cierre del conjunto de preventores.

6.4 PARTES Y OPERACIONES DEL MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN Y ESTRANGULADOR VARIABLE MANUAL E HIDRÁULICO



Figura Múltiple de estrangulación terrestre,

RECOMENDACIONES DE OPERACIÓN

1. Las líneas y el múltiple de estrangulación deberán probarse a la misma presión y con la misma frecuencia que el conjunto de preventores
2. Todas las válvulas, conexiones y líneas deben cumplir el API RP – 53, en relación con su presión de trabajo, temperatura y corrosividad.
3. Para rangos de presión de trabajo superiores a 3,000 lb/pg² deberán emplearse únicamente conexiones bridadas, soldadas o de grampa y evitar el uso de las Roscables.
4. La línea de estrangulación se debe equipar con doble válvula, una de las cuáles será hidráulica cuando la presión de trabajo se eleve a 5,000 lb/pg² (352 kg/cm²)
5. La línea será lo más recta posible y estará suficientemente anclada para evitar vibraciones.
6. El diámetro mínimo de las líneas de descarga de los estranguladores debe ser de 2”.
7. En lugares donde la temperatura baja a 0 grados centígrados deben tomarse las consideraciones necesarias para evitar el obturamiento por congelamiento.
8. Debe disponerse de manómetros que registren la presión en las tuberías de perforación y de revestimiento en el lugar donde se este llevando el mando de las operaciones de control. Esta línea permite la circulación en el pozo con el preventor cerrado generando contrapresión mínima.
9. No debe tener restricciones en el diámetro interior, con el objeto de evitar altas caídas de presión y desgaste por abrasividad.

10. Debe haber más de una línea de descarga del estrangulador, con el objeto de no suspender la operación por obturamiento, erosión, fugas.
11. Debe haber una línea de desfogue que no pase a través de los estranguladores ajustables y tenga un diámetro menor al de la línea de estrangulación.
12. El múltiple debe instalarse en un sitio accesible y fuera de la subestructura del equipo. También permite desfogar altos gastos de fluidos del pozo, evitando represiones en la tubería de revestimiento a pozo cerrado.
13. Debe instalarse doble válvula antes de cada estrangulador ajustable (para rangos de presión de trabajo superiores a 3,000 lb/pg²)
14. Como mínimo, debe estar instalado permanentemente un estrangulador ajustable operando a control remoto y dos estranguladores ajustables manuales en localizaciones lacustres y terrestres.
15. En todos los equipos debe instalarse un estrangulador ajustable hidráulico adicional y consola de control remoto.

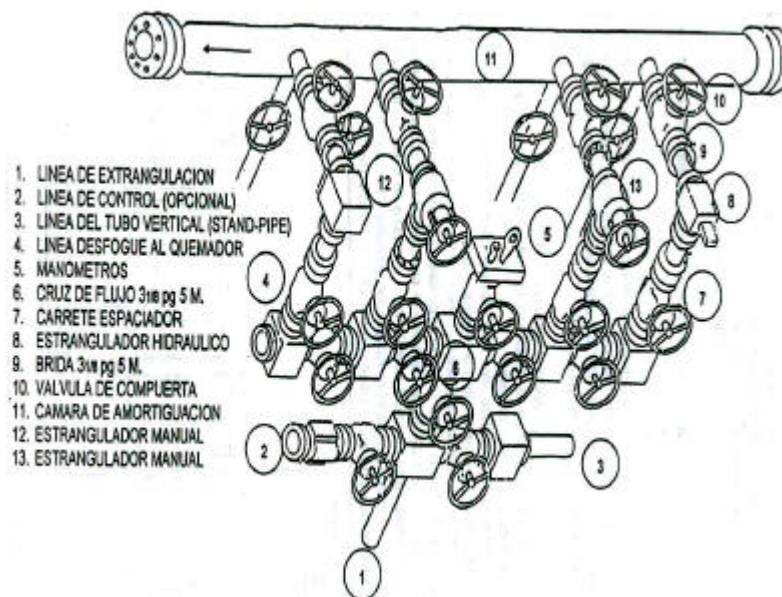


Figura Múltiple de estrangulación utilizado en plataforma Costa fuera

Algunas ocasiones, aunque no se muestra en las figuras de los múltiples de estrangulación típicos se instalan cámaras de amortiguación después del conjunto de estranguladores, (como es el caso de los equipos de perforación de la Región Marina); con el propósito de conectar líneas de descarga. Al utilizarlos deberá preverse poder aislarlos en caso de un mal funcionamiento, para no interrumpir el control del flujo.

Las partes de repuesto de este conjunto, expuestos a desgaste, daño, erosión, etc. Deberán tenerse disponibles.

La línea y el múltiple de estrangulación deben estar controlados exclusivamente por la válvula hidráulica y estar dispuestos para que se desfogue por uno de los estranguladores hasta la presa de quemar. También debe estar abierta la válvula que comunica el manómetro para registrar presiones en el espacio anular.

En caso de disponer de válvula hidráulica en la línea de estrangulación, el control del múltiple se hará con una sola válvula, preferentemente del múltiple de estrangulación, ya que, aunque este retirado, es mas Fácil y menos riesgoso al acceso.

ESTRANGULADORES AJUSTABLES

Los estranguladores ajustables son diseñados para restringir el paso de los fluidos en las operaciones de control, generando con esto contrapresión en la tubería de revestimiento, con el fin de mantener la presión de fondo igual o mayor a la del yacimiento, lo que facilita la correcta aplicación de los métodos de control.

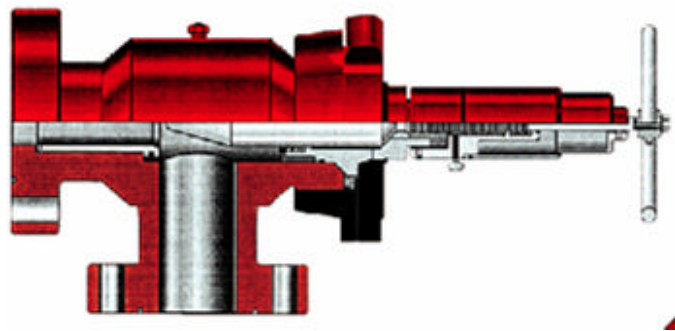


Figura Estrangulador ajustable manual

INSTRUCCIONES PARA SU USO

La norma API – 16C recomienda que se debe disponer de dos estranguladores ajustables manuales y uno hidráulico adicional.

Los métodos vigentes de control de pozo se basan en mantener una presión de fondo constante que equilibre la presión de formación y están en función de las variables siguientes:

- Gasto y presión de bombeo
- Columna hidrostática en el espacio anular
- Contrapresión ejercida en el sistema

Por lo que para cumplir con la condición de equilibrio de presión se recurre a las variables señaladas siendo la más sencilla y practica la contrapresión ejercida, la cual se controla con el estrangulador ajustable.

Es decir, que en ves de variar el gasto, la presión de bombeo o la densidad del fluido de perforación, resulta más Fácil estar variando el diámetro del estrangulador para mantener la Presión de fondo constante durante la operación de control.

ESTRANGULADOR AJUSTABLE HIDRÁULICO

Estos tipos de estranguladores son usados frecuentemente en las operaciones de control; sin embargo, el operador tiene que desplazarse hasta el múltiple de estrangulación, lo que trae como consecuencia mayor dificultad en la organización y desarrollo de las operaciones, ya que no se tiene el control de la bomba.

Una de las Características más importantes del estrangulador ajustable es la consola de control remoto, desde donde se opera el estrangulador.

Algunas ventajas relevantes adicionales son:

- La velocidad para abrir o cerrar el estrangulador y la diversidad de opciones del diámetro del orificio
- Cuando se obstruye por pedacería de hule, formación, basura, etc. Tiene la facilidad de abrirse hasta el diámetro máximo, permitiendo el paso de los materiales obstruyentes, para posteriormente cerrarse rápidamente sin suspender la operación de control.



Figura Estrangulador ajustable hidráulico y consola de control

MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN

Es recomendable que la operación del estrangulador ajustable forme parte de las pruebas de operación del conjunto de preventores descrito anteriormente.

Cada vez que se pruebe el estrangulador debe lavarse perfectamente y operar su apertura y cierre completo, con el fin de verificar que quede libre de obstrucciones.

Deberá verificarse continuamente la calibración de los manómetros, el contador de emboladas que señalen las lecturas correctas, que las líneas estén libres de materiales, sedimentos, etc.

Nunca deberá sobrestimar la importancia de entrenar constantemente al personal en el manejo adecuado de un estrangulador ajustable ya sea manual o hidráulico. La manera de evitar confusiones es por medio de los simulacros. Las cuadrillas deberán operar el estrangulador ajustable y la consola de control remoto, durante los procedimientos de simulacros de pruebas. Cundo menos una vez cada siete días.

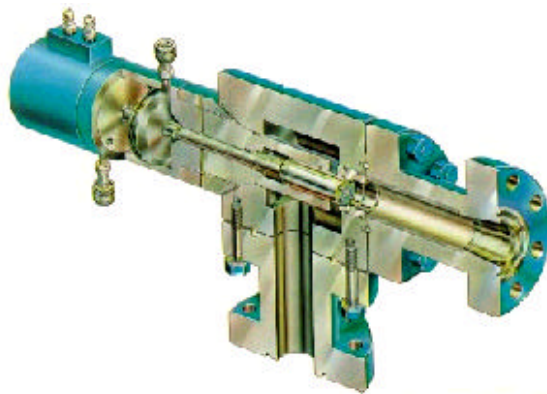


Figura estrangulador variable hidráulico

6.5 CABEZALES DE TR, CARRETES DE TR, CARRETES DE TP

CABEZALES DE TR

El cabezal de tubería de revestimiento forma parte de la instalación permanente del pozo y se usa para anclar y sellar alrededor de la siguiente sarta de tubería de revestimiento.

Por diseño puede ser roscable, soldable o bridado, además se utiliza como base para instalar el conjunto de preventores.

Las salidas laterales del cabezal, pueden utilizarse para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso deberá limitarse para casos de emergencia estrictamente. Cuando las líneas no estén instaladas, es recomendable disponer de una válvula y un manómetro en dichas salidas.



Figura Cabezal de TR soldable (rebajado) y roscado

LA NORMA API – 6 del Instituto Americano del Petróleo establece las siguientes especificaciones par el cabezal de tubería de revestimiento.

- La presión de trabajo deberá ser igual o mayor que la presión superficial máxima que se espere manejar.
- Resistencia mecánica y capacidad de presión acordes a las bridas API y a la tubería en que se conecte.
- Resistencia a la flexión (pandeo) será igual o mayor que la TR en que se conecta.
- Resistencia a la compresión para soportar las siguientes TR's

CARRETE DE TR.

Por dentro de la brida inferior tiene una preparación para recibir la boca de la TR intermedia y sus sellos secundarios. En el interior de la brida superior (tazón recto o cónico) acepta las cuñas que sostendrán la siguiente TR. Las salidas laterales son de brida con ranura para anillos API y orificios para birlos con tuercas. También tiene preparación para tapón ciego y válvula de contrapresión para sustituir una válvula de compuerta dañada. Cada cabezal y carrete de TR tiene instalado en sus salidas laterales una o dos válvulas de compuerta para el control de los espacios anulares de la tubería de revestimiento.

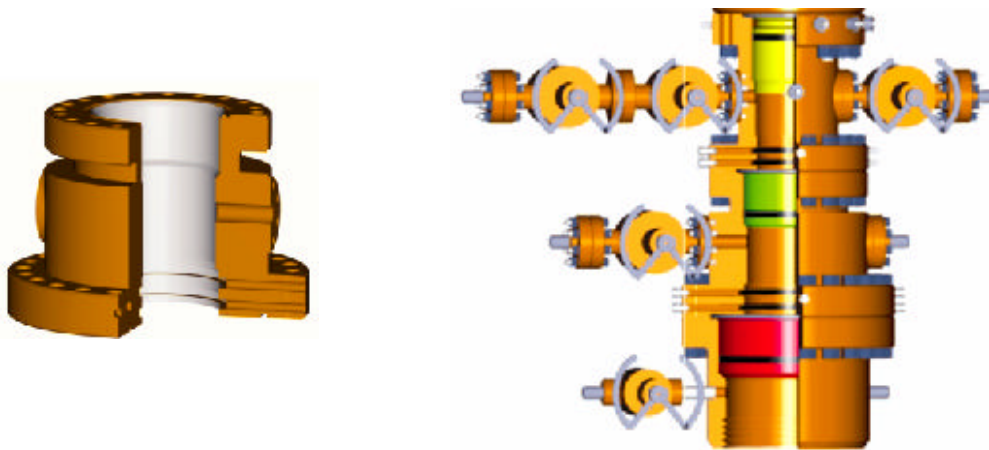


Figura Carrete de TR

CARRETE DE TP

Sirve de enlace entre un cabezal o carrete de TR y el medio árbol de válvulas o para instalar el arreglo de preventores por su brida superior. Dentro de la brida inferior recibe el conjunto de sellos secundarios que circunda la última tubería de revestimiento que llegue hasta la superficie. Alrededor de la brida superior tiene los prisioneros (yugos) que sujetan al colgador de TP. Además cuenta con salidas laterales con ranura para anillos API y birlos con tuercas.



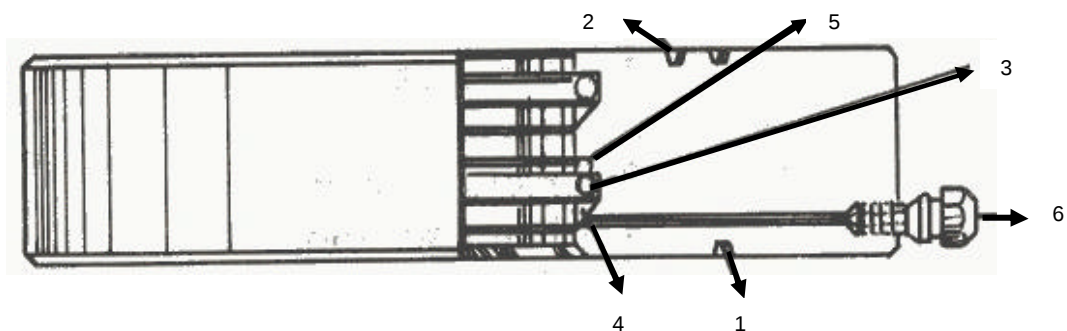
Figura Carrete de TP y Colgador

BRIDA EMPACADORA FIP TIPO “OO”

Con el objeto de mantener un mejor sello del espacio de la tubería de revestimiento después del sello primario del colgador de la TR se utiliza un brida empacadora tipo “OO”.

Esta brida cuenta con doble sello y orificio de $\frac{1}{2}$ pg NPT de prueba, su diseño permite deslizarse sobre el tubo de revestimiento.

- 1.- Ranura para anillo API.
- 2.- Ranura para anillo restringido.
- 3.- Empaque “OO”(dos).
- 4.- Anillo triangulares (dos).
- 5.- Anillo trapezoidal.
- 6.- Orificio para prueba.



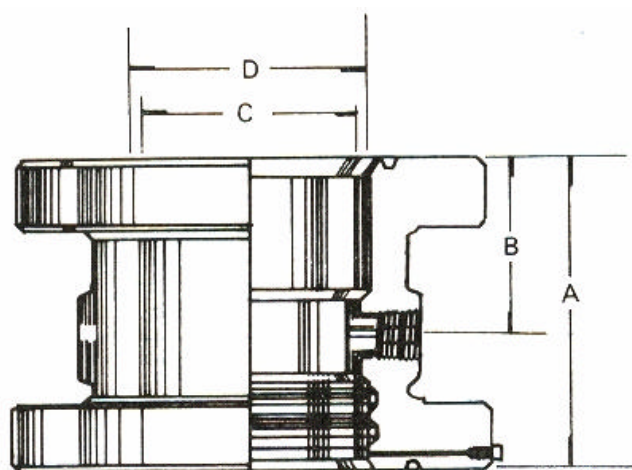
BRIDA EMPACADORA FIP TIPO “OO”.

CARRETE DE TR FIP TIPO "FC - 22".

En esta sección se encuentra un carrete de TR "FC - 22" 20 3/4 pg M brida inferior por 13 5/8 pg M brida superior. Su preparación es con doble sello tipo "OO"; acepta colgadores de TR tipos "FC - 21" y "FC - 22" intercambiables para trabajos pesados.

Puede recibir también un colgador tipo "FC - 22 W" de 13 5/8 x 9 5/8 pg que sostiene a TR de 9 5/8 pg. Y como respaldo del sello secundario se utiliza una brida empacadora tamaño 20 3/4 3 M x 13 3/8 pg de doble sello tipo "OO".

En el interior se las salidas laterales tiene roscas donde se colocan tapones o válvulas de control.



CARRETE DE TR FIP TIPO "FC - 22".

TABLA 35

CARRETE DE TR TIPO "FC - 22 - OO".

ESPECIFICACIONES.

BRIDA INFERIOR pg	PRESION DE TRABAJO		BRIDA SUOPERIOR pg	PRESION DE TRABAJO		DIMENSIONES (pg)			
	lb/pg ²	kg/cm ²		lb/pg ²	kg/cm ²	A	B	C	D
13,625	5,000	352	11	5,000	352	24 1/8	13 5/8	9	10 7/8
13,625	5,000	352	11	10,000	703	29 3/4	14 5/8	9	10 7/8
20,75	3,000	211	13 5/8	5,000	352	28 5/8	15 3/8	12 1/2	13 1/12

6.6 ANÁLISIS Y SOLUCIONES MÁS COMUNES DE CAMPO

- Desgaste en cabezal y TR (Instale buje de desgaste de las Características y marca del cabezal)
- Taponamiento de líneas con cemento, cuando el cemento salga a la superficie, lavar las C.S.C. utilizando la misma unidad de alta con agua dulce, posteriormente cierre le ariete de TR y durante el fraguado represione el espacio anular con 10 kg/cm²
- Obturamiento en el estrangulador por partículas o hules, debe de haber instalados dos o mas.
- Falta de cámara de amortiguación o cabezal de distribución en el múltiple de estrangulación. Debe tenerse presente que el gas después de que pasa por el estrangulador se expande alcanzando velocidades altas ocasionando erosión y corte de líneas. Se deberá contar con cabezal de distribución en el múltiple de estrangulación con diámetro de 2 o 3 veces mayor que el de la línea de desfogue.

6.7 PRUEBAS HIDRÁULICAS DE LA CSC

FRECUENCIA DE LAS PRUEBAS CON PRESIÓN

El sistema de control superficial, deberá probarse en función de las actividades siguientes:

- Al instalar o antes de perforar la zapata de cada tubería de revestimiento.
- Antes de perforar una zona de alta presión o yacimiento.
- Después de efectuarse cualquier reparación o cambio de sello en el conjunto de preventores o en algunos de sus componentes, en el que pueda probarse por lo menos la parte separada.

Las normas citadas también establecen que deberá probarse el sistema de control superficial cuando menos cada 21 días, en caso de no ocurrir ninguno de los eventos anteriores. Esto se deberá realizar con estricto apego a la norma en los casos siguientes:

- 1) Si el pozo es considerado exploratorio o exploratorio por extensión (delimitador)
- 2) Cuando se trate de pozos de desarrollo, localizados en áreas o campos específicos con presiones anormales o yacimientos de alta productividad.
- 3) Los arietes ciegos o de corte deberán probarse a presión, por lo menos al instalar el conjunto de preventores y antes de perforar la zapata de cada tubería de revestimiento.
- 4) Se debe de tener la precaución de abrir la válvula en la línea de estrangulación a la línea de desfogue, antes de abrir los arietes con el objeto de liberar cualquier presión existente.
- 5) Los bonetes deben probarse en cada instalación de arietes en los preventores.
- 6) El sistema para accionar el conjunto de preventores se verificara cada vez que se prueben estos.

REQUERIMIENTOS PARA LAS PRUEBAS CON PRESIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL SUPERFICIAL

- Deberá circularse agua limpia en el sistema de control superficial, con el objeto de lavar y eliminar los Sólidos que pudieran obturar posibles fugas, e instalar el probador adecuado para la prueba.
- Probar el sistema de control superficial a una presión de 14 a 21 kg/cm² (200 a 300 lb/pg²) con la finalidad de localizar posibles fugas en algunos componentes antes de aplicar la presión de prueba que dañaría o deteriorará más las partes con fugas.
- Los preventores de arietes se probaran a su presión de trabajo, o al equivalente máximo del 80 % de la presión interna de la tubería de revestimiento de menor resistencia (menor grado) en que se encuentren instalados.

Cuando se tengan pozos depresionados, es conveniente determinar la presión promedio entre las dos presiones anteriores para ser aplicada como presión de prueba, con el objeto de proteger la empaquetadura de los preventores y detectar posibles fugas originadas por corrosión, abrasividad, etc.

Los arietes variables deben probarse a presión, cerrándolos alrededor de cada tubería en la sarta de acuerdo a su rango de cierre.

- El preventor anular se probara al 70 % de su presión de trabajo, con objeto de tener mayor duración del elemento de sello.
- Al efectuarse las pruebas de preventores, también deberán probarse todos y cada uno de los componentes del sistema de control superficial a la misma presión de prueba de los preventores de ariete.

Los componentes que deben probarse son:

- Válvula superior e inferior de la flecha.
- Preventores interiores que se tienen en el piso de perforación.
- Válvulas del múltiple de estrangulación.

Las pruebas se efectuaran siempre en la dirección del flujo del pozo.

- La prueba de cada componente se tomara como satisfactoria si se mantiene la presión de prueba durante un periodo de cinco a quince minutos.
- Los resultados de las pruebas con presión, de las inspecciones físicas y de la operación del sistema de control superficial se registrarán en la bitácora del perforador, si algunos de los componentes primordiales del sistema o de sus controles no funciona, se deberán suspender las operaciones de perforación para reparar la falla.

PRUEBAS OPERATIVAS AL ARREGLO DE PREVENTORES Y EQUIPO AUXILIAR AL HACER VIAJES

Todo personal que labore en los equipos de perforación debe tener los conocimientos sobre funcionalidad y operación del sistema de control superficial, de acuerdo a la categoría que desempeña. Al personal de nuevo ingreso, se le orientara sobre los mismos conocimientos antes de iniciar sus labores.

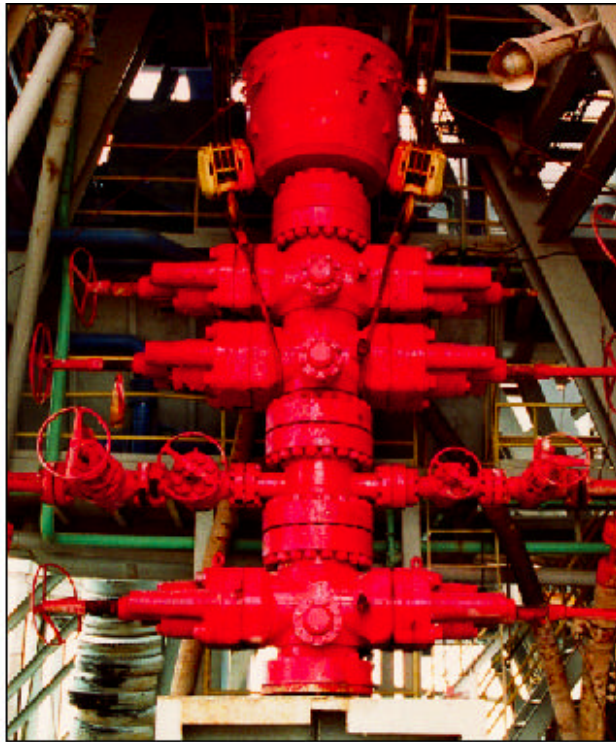


Figura Arreglo de preventores

- Instalar la válvula de seguridad en la tubería de perforación y el preventor interior.
- Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.
- Cerrar los estranguladores ajustables manuales e hidráulicos, cerrando y abriéndolos.
- Cerrar y abrir el preventor de arietes par la tubería en uso.
- Por la línea que conecta el tubo vertical en la línea de matar, bombear agua por cada uno de los estranguladores, con el objeto de verificar que no estén bloqueadas las líneas. En caso de tener llenas las líneas con salmuera, diesel

u otro fluido para evitar el congelamiento deberá disponer del equipo necesario para no derramar fluidos costosos.

- Operar el resto de los preventores para la tubería de perforación en el diámetro adecuado.
- Si se usa tubería combinada, al sacar la tubería de perforación operar los arietes correspondientes.
- El preventor ciego de operara al sacar la barrena del pozo, al termino de esta prueba se dejarán todas las válvulas en su operación original, se anotara en el reporte de perforación y se reanudara la operación.

PRUEBAS OPERATIVAS AL ARREGLO DE PREVENTORES Y EQUIPO AUXILIAR CADA 14 DÍAS

Se deben llevar a cabo las pruebas de operación del conjunto de preventores y el equipo auxiliar como mínimo cada 14 días, pero en los pozos **exploratorios** y cuando estén en la etapa de perforación de la **zona productora** se efectuaran como mínimo cada 7 días.

Las pruebas consisten en lo siguiente:

- Abrir la Válvula hidráulica de la línea de estrangulación.
- Cerrar y abrir el preventor anular sobre la tubería en uso,
- Operar los estranguladores ajustables manuales e hidráulicos cerrándolos y abriéndolos.
- Verificar que la consola opere correctamente y estén calibrados el contador de emboladas y los manómetros de presión.
- Cerrar y abrir los preventores de arietes para la tubería en uso.
- Verificar apertura y cierre de cada preventor del control maestro y de cada uno de los controles remotos.
- Por la línea de matar y teniendo el preventor inferior cerrado para evitar represionar el pozo, bombee agua por cada uno de los estranguladores ajustables y hasta el quemador con el objeto de verificar que no estén bloqueadas las líneas. Cuando se use lodo de emulsión inversa en el sistema, debe tenerse cuidado al hacer la prueba de las líneas con agua ya que podría provocar que por descuido contaminar el fluido de perforación. En tal caso es conveniente hacerlo con diesel pero sin descargar al mar para no contaminar ni desperdiciar fluidos costosos en el medio marino.
- Opere el resto de los preventores para tubería de perforación en el diámetro correspondiente.
- Si se usa tubería de perforación combinada, al sacar la tubería de menor diámetro opere los arietes correspondientes.
- El preventor ciego se operara al sacar la barrena del pozo.
- Al termino de esta prueba se dejen todas las válvulas en su posición original, se anotara en el reporte de perforación y se reanudara la operación.

6.8 INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DE UN DESVIADOR DE FLUJO (DIVERTER)

El sistema desviador de flujo se utiliza como un medio de control del pozo, ya que proporciona un determinado grado de protección antes de que se corra y cimente la tubería de revestimiento superficial sobre la que se instalarán los preventores.

Las prácticas recomendadas API RP-53 del Instituto Americano del Petróleo establecen los criterios para seleccionar, instalar y operar el equipo de sistemas desviador de flujo (diverters).

Un desviador de flujo puede cerrar sobre la flecha, tubería de perforación o de revestimiento, lastrabarrenas y no está diseñado para hacer un cierre completo del pozo o parar el flujo; si no, más bien desviarlo abriendo simultáneamente las válvulas de las líneas de desfogue (ventea), derivando el flujo de formaciones someras hacia sitios alejados del equipo de perforación y del personal. Evitando así el fracturamiento de las formaciones con el consecuente riesgo de comunicarse a la superficie por fuera de la tubería conductora, poniendo en peligro a la cuadrilla y a las instalaciones de perforación.

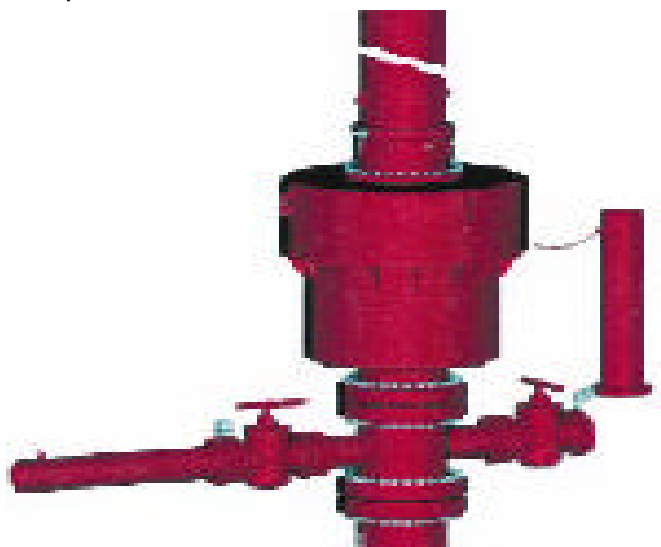
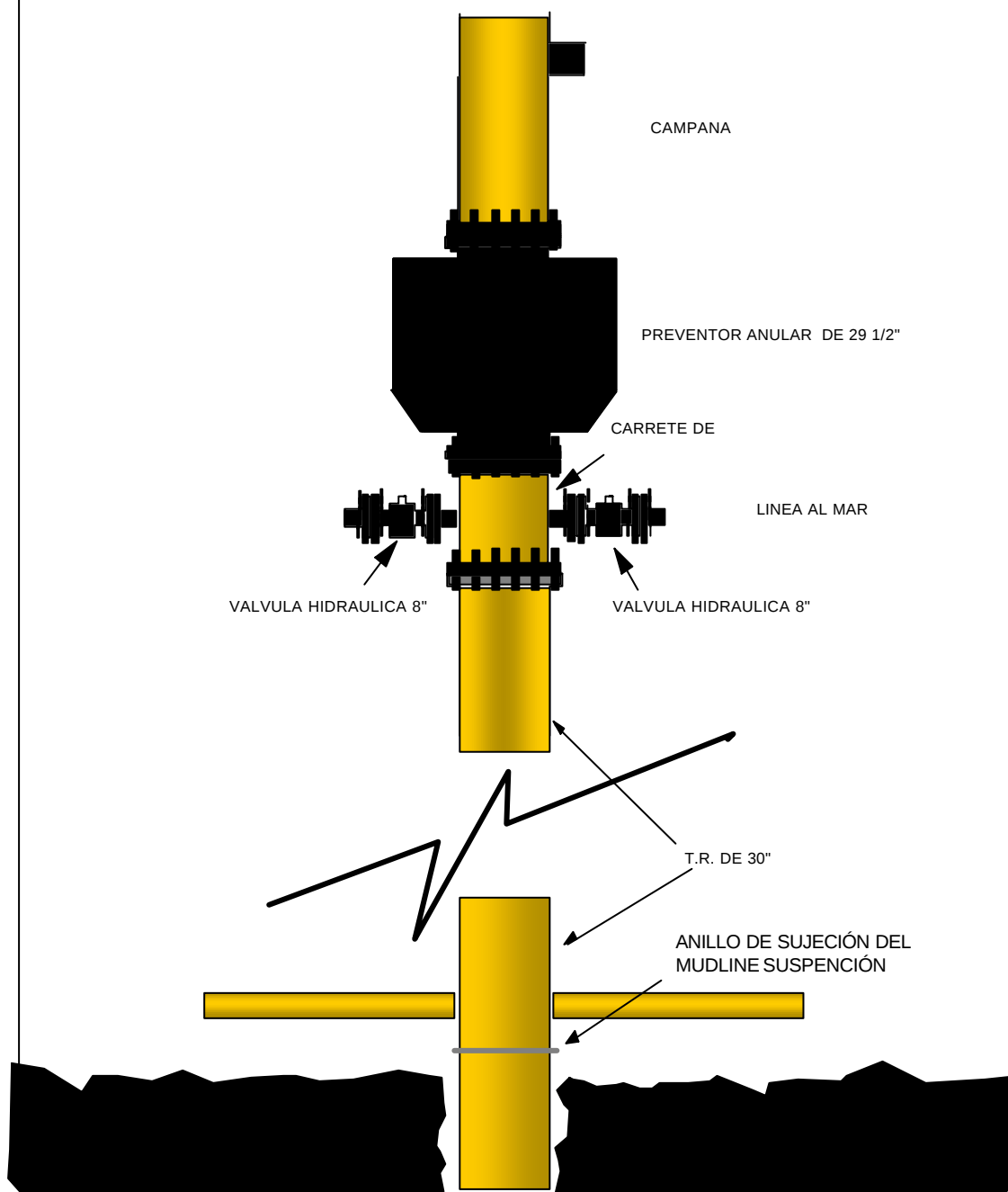


Fig Desviador de flujo con líneas de desfogue

Cuando se inicia la perforación de un pozo terrestre, se introduce y cementa una TR conductora a poca profundidad. En el caso de pozos en plataformas costa fuera, por lo general se instala una TR conductora de gran diámetro por debajo del fondo (lecho) marino.

DISEÑO DE CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL



El sistema desviador de flujo se instala sobre la tubería conductora o estructural y básicamente consiste de un preventor anular (esférico) o cabeza giratoria que tengan el diámetro interior suficiente que permita pasar la barrena para perforar la siguiente etapa. Debajo del desviador deberán instalar líneas de desfogue de diámetro adecuado y de una longitud suficiente para dirigir los flujos provenientes del pozo, lejos de la unidad de perforación.

Las válvulas instaladas en las líneas de venteo deberán ser de paso completo y abrir automáticamente en cuanto se cierre el desviador de flujo. Todo el conjunto después de su instalación será probado a satisfacción para asegurarse que funcionará correctamente.

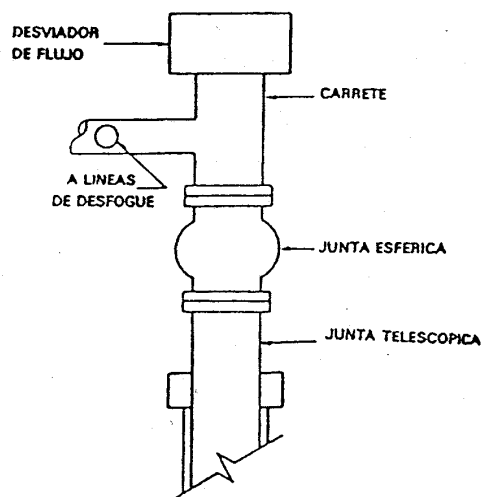
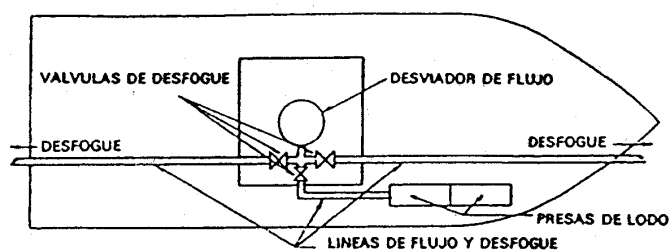


FIG. 35 Desviador de flujo en unidad flotante (Barco perforador o plataforma semisumergible Instrucciones de operación y recomendaciones)

- Verificar diariamente la operación correcta del sistema desviador de flujo, accionándolo desde los controles remotos.
- Revisar que las líneas de desfogue no estén obstruidas.
- Inspeccionar y tener la precaución de revisar periódicamente que el desviador y las válvulas no tengan gas producidos por los ripsos de formación, residuos u otros materiales que puedan afectar su operación.
- En función de la planeación y programación de la perforación del pozo; después de cementar o hincar la tubería conductora o estructural, deberá instalarse un sistema desviador de flujo consistente de un elemento de sello, líneas de venteo, válvulas de derivación y un sistema de control. La importancia del sistema es que permita manejar los grandes volúmenes de fluido que se encuentren.
- Las salidas del desviador deberán tener un diámetro interior mínimo de 12 pg al trabajarse en pozos desde plataformas marinas y de 10 pg al operarse en pozos terrestres (de superficie).
- El sistema deberá tener un control remoto en el piso de perforación y además otro en un lugar de fácil acceso y seguro para su accionamiento.
- Es conveniente que se tengan disponibles líneas de descarga de diámetros mayores que los convencionalmente utilizados, con la finalidad de que en situaciones críticas, sea rápidamente desfogado el pozo evitando riesgos mayores.
- Deberán efectuarse simulacros a intervalos apropiados con las cuadrillas de perforación, para entrenarlos a que sean capaces y competentes en reaccionar oportunamente ante situaciones que requieran operar el sistema desviador de flujo.

CAPITULO 7

SARTAS DE PERFORACION Y PRODUCCION

7.1 CARACTERÍSTICAS Y MANEJO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN, GRADOS Y ROSCAS

CONCEPTOS BÁSICOS DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

¿Qué es una tubería de perforación?

La tubería de perforación es una barra de acero hueca utilizadas para llevar a cabo los trabajos durante la operación de la perforación. Generalmente se le conoce como tubería de trabajo, porque esta expuesta a múltiples esfuerzos durante las operaciones.

DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

TUBO DE PERFORACIÓN: Es una envolvente cilíndrica que tiene una longitud determinada, con diámetro exterior, diámetro interior, recalcados, conexión caja piñón, diámetro exterior de junta, espesor de pared y marca de identificación.

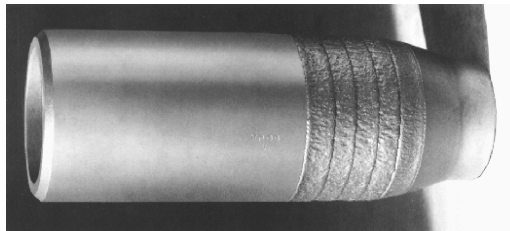


Figura tubo de perforación y junta con banda de revestimiento duro

A continuación describiremos brevemente éstos componentes:

LONGITUD: es la medida que tiene el tubo de la caja del piñón.

La tubería de perforación se suministra en el siguiente rango API de longitud:

- Rango 1 de (7.5 a 8.5 metros).
- Rango 2 de (8.5 a 9.5 metros).
- Rango 3 de (9.5 a 10.5 metros).

DIÁMETRO EXTERIOR: Es la medida que tiene el cuerpo del tubo en su parte externa.

DIÁMETRO INTERIOR: Es la medida interna de un tubo de perforación.

RECALCADO: es la parte más gruesa del tubo y prevé una superficie de contacto satisfactoria para la soldadura de las juntas. Este recalcado permite un factor de seguridad adecuado en el área soldada para proveer resistencia mecánica y otras consideraciones metalúrgicas. La junta es también hecha con un cuello soldado, para asegurar una superficie de contacto considerable durante la soldadura.

La tubería de perforación tiene un área en cada extremo, la cual tiene aproximadamente 6" de longitud, llamado recalcado: Los recalcos son necesarios en los tubos para los cuales las juntas soldadas son colocadas.

CONEXIÓN CAJA-PIÑÓN: es el punto donde se realiza el enlace de la caja de un tubo con el piñón de otro tubo.

DIÁMETRO EXTERIOR DE LA JUNTA: es la medida que resulta de la unión de la caja con el piñón de un tubo de perforación.

ESPESOR DE PARED: Es el grosor (área transversal) que tiene la pared de un tubo de perforación.

MARCA DE IDENTIFICACIÓN: la información referente al grado y el peso de la tubería de perforación se graba en una ranura colocada en la base del piñón; excepto en la tubería grado E 75, ya que en ésta la marca de identificación se encuentra en el piñón.

NOTA: este marcaje se realiza en la compañía donde se fabrica la tubería, y por ningún motivo el personal de perforación podrá alterar o marcar otro tipo de datos en la tubería.

CÓDIGO PARA IDENTIFICAR EL PESO Y GRADO DE LA TUBERÍA DE TRABAJO.

Cuando el piñón no tiene ninguna marca, es indicativo de que se trata de una tubería estándar en peso y grado. →

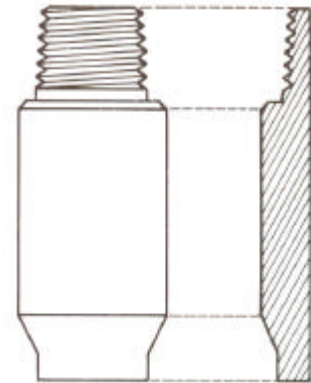
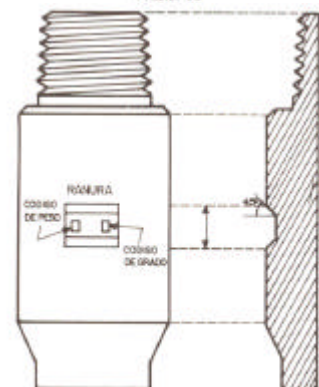
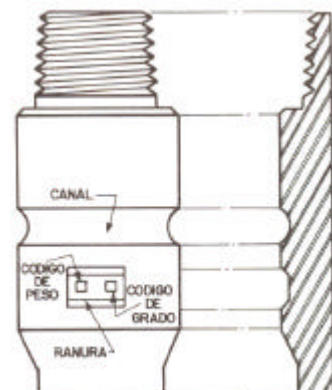


FIGURA 36

Cuando la ranura se localiza en el centro del piñón, o sea en la sección de la llave, como se aprecia en la figura, la tubería será de grado estándar y alto peso. →



Si la ranura se localiza en la base y además tiene una acanaladura en la parte central del piñón, o sea en la parte central donde se sujeta la llave, será una tubería de peso estándar y alta resistencia. →



Si el piñón tiene la acanaladura en la base y la ranura en el centro, se tratará de una tubería de alto peso y alta resistencia. →

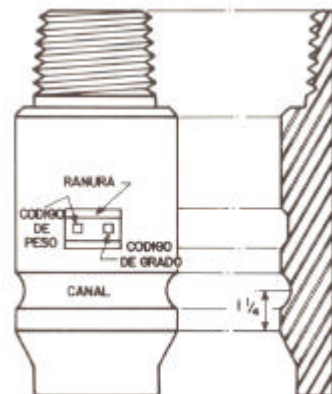


FIGURA 39

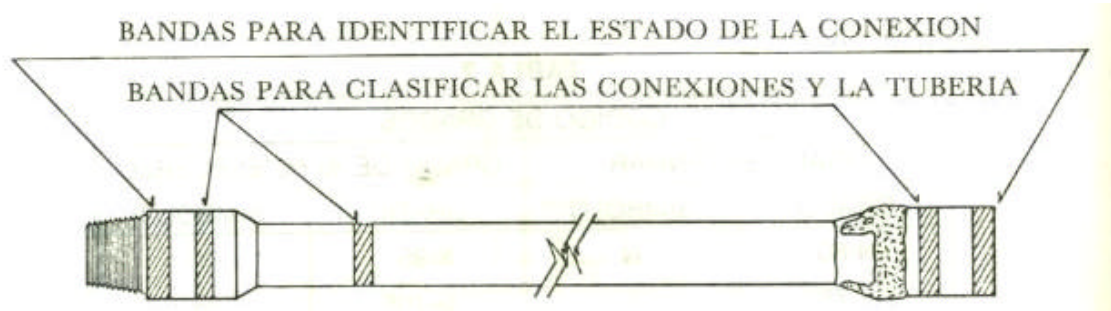
La clasificación que el API en las tuberías de trabajo en función a su desgaste es la siguiente:

- A. Clase nueva:** es la tubería que conserva sus propiedades o que a sufrido como máximo un desgaste exterior uniforme del 12 % en el cuerpo del tubo.
- B. Clase Premium:** las tuberías que se clasifican en esta categoría son aquellas que an sufrido como máximo un desgaste exterior uniforme del 12 al 20 %
- C. Clase 2:** en esta clasificación se ubican las tuberías que an perdido entre el 12.5 y el 20 % del área de acero del cuerpo del tubo en forma excéntrica; y además en algún punto el espesor de pared es del 65 % del espesor original como máximo; esta condición se toma como base para evaluar la capacidad de resistencia de la tubería de esta clase. A la presión interna, colapso y torsión.
- D. Clase 3** cuando una tubería se desgasta del 20 al 37.5 % del área del acero original en forma excéntrica cae en esta clasificación.

CODIGO DE GRADOS			
GRADO ESTANDAR		GRADO DE ALTO ESFUERZO	
GRADO	SIMBOLO	GRADO	SIMBOLO
N-80	N	X-95	X
E-75	E	G-105	G
C-75	C	P-110	P
		S-135	S
		V-150	V

CODIGO DE PESO DE TUBERIAS			
DIAMETRO EXTERIOR pg	PESO NOMINAL lb/pg	ESPESOR DE PARED pg	NUMERO DE CODIGOS
2 3/8	4.85	0.190	1
	6.65*	0.280	2
2 7/8	6.85	0.217	1
	10.40*	0.362	2
3 1/2	9.50	0.254	1
	13.30*	0.368	2
	15.50	0.449	3
	11.85	0.262	1
	14.00*	0.330	2
4 1/2	15.70	0.380	3
	13.75	0.271	1
	16.60*	0.337	2
	20.00	0.430	3

* Indica peso estándar



CODIGO DE COLORES PARA IDENTIFICAR TUBERIA DE TRABAJO Y SU CONEXIÓN			
CLASIFICACIÓN DE LA TUBERÍA Y SU CONEXIÓN	COLORES Y NÚMERO DE BANDAS	ESTADO DE LA CONEXIÓN	COLOR DE LAS BANDAS
NUEVA PREMIUM CLASE 2 CLASE 3 CLASE 8 DESECHO	1 BLANCA 2 BLANCA 1 AMARILLA 1 AZUL 1 VERDE 1 ROJA	DESECHO O REPARABLE EN TALLER	ROJA
		REPARABLE EN LOCALIZACION	VERDE

CLASIFICACIÓN DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE ACUERDO AL GRADO, PESO Y DIÁMETRO.

Los datos principales que deben conocerse sobre las tuberías de perforación son los siguientes: diámetro interior y exterior, tipo de conexión, peso nominal y ajustado, grado, resistencia a la tensión y espesor de pared.

En la siguiente tabla. Encontrará los diámetros más utilizados y los datos arriba mencionados.

DIAMETRO		CONEXION	PESO NOMUNAL (lb/pie)	PESO AJUSTADO (lb/pie)	GRADO	RESIST. TENSION AL90% EN kg	ESPES OR DE PARE D
EXT.	INT.						
27/8"	2.151	NC-26	10.40	16.03	E-75	87686	0.362
				16.33	X-95	111069	0.362
				16.33	G-105	122761	0.362
				16.95	S-135	157835	0.362
				24.42	E-75	68128	0.362
				24.86	X-95	86296	0.362
2 7/8	2.151	WT-26 H.D.	10.40	25.15	G-105	95379	0.362
				26.16	S-135	122631	0.362
3½	2.602	NC-38	15.50	10.50	G-105	122761	0.362
					S-135	157835	0.362
				24.42	E-75	132044	0.449
				24.86	X-95	132044	0.449
				25.15	G-105	184862	0.449
				26.16	S-135	237580	0.449
3½	2.764	NC-38	13.30	24.42	E-75	102526	0.449
				24.86	X-95	129867	0.449
				25.15	G-105	143537	0.449
				26.16	S-135	184547	0.449
				20.52	E-75	111095	0.368
				21.47	X-95	140722	0.368
3½	2.764	NC-38	13.30	21.59	G-105	155535	0.368
				21.88	S-135	199974	0.368
				20.52	E-75	102526	0.368
				21.47	X-95	129867	0.368
				21.59	G-105	143537	0.368
				21.88	S-135	184547	0.368

TABLA DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN (continuación)

DIAMETRO		CONEXION	PESO NOMIAL (LB/PIE)	PESO AJUSTADO (LB/PIE)	GRADO	RESIST. TENSION AL 90% KG	ESPESOR DE PARED
EXT.	INT.						
4 ½	3.640	NC-46	20.00	32.91	E-75	168692	0.430
				33.61	X-95	213676	0.430
				33.90	G-105	236169	0.430
				34.16	S-135	303645	0.430
				32.91	E-75	132102	0.430
				33.61	X-95	167329	0.430
				33.90	G-105	184943	0.430
				34.16	S-135	237783	0.430
4 ½	3.826	NC-46	16.60	27.37	E-75	135228	0.337
				28.13	X-95	171289	0.337
				28.13	G-105	189320	0.337
				28.44	S-135	243411	0.337
				27.37	E-75	106431	0.337
				28.13	X-95	134814	0.337
				28.13	G-105	149004	0.337
				28.44	S-135	191576	0.337
5"	4.00	NC-50	25.60	40.06	E-75	216877	0.500
				41.51	X-95	274711	0.500
				42.19	G-105	303628	0.500
				42.19	S-135	390379	0.500
				40.06	E-75	169646	0.500
				41.51	X-95	214885	0.500
				42.19	G-105	237504	0.500
				42.19	S-135	305363	0.500
5"	4.276	NC-50	19.50	31.12	E-75	161834	0.362
				31.94	X-95	204990	0.362
				32.66	G-105	226568	0.362
				33.67	S-135	291301	0.362
				31.12	E-75	127446	0.362
				31.94	X-95	161432	0.362
				32.66	G-105	178425	0.362
				33.67	S-135	229403	0.362

CONOCIMIENTOS BÁSICOS PARA MEDIR TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Para medir tubería de perforación se debe de tener siempre presente que la longitud de un tubo abarca desde la caja de éste hasta la base del piñón. Nunca se debe de incluir el piñón para determinar el largo, ya que al unirse el piñón con la caja de otro tubo éste se pierde al quedar dentro de la caja.

La medición se realiza estando colocado el tubo en la rampa, utilizando una cinta métrica de acero de 30 m.

Para determinar el diámetro exterior de un tubo se utiliza un calibrador de compás, una regla o un flexómetro. Se coloca el compás en el cuerpo del tubo y con la regla o el flexómetro, se mide la distancia que hay entre un extremo y otro del compás. Esta distancia es el diámetro exterior del tubo.

CALIBRACIÓN DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.

La calibración se realiza para verificar que el interior del tubo este libre de obstáculos (estopa, madera, etc.), o que no este colapsado. Si no se calibra el tubo se mete, dañado o con basura, al pozo, esto puede provocar que las toberas se obstruyan y se tape la barrena. Por lo que se tendría que efectuar un viaje a la superficie lo que retrasaría las operaciones de perforación.

La calibración, con el calibrador API (en el campo se le conoce como conejo) se lleva a cabo estando colocado el tubo sobre la rampa deslizadora, el tubo debe conservar el guardarroscas.

Al momento que se va a introducir el tubo al hoyo de conexión rápida, se retira el guardarroscas del piñón y se recupera el calibrador, volviendo a colocar el guardarroscas.

En caso de que no salga el calibrador, se deberá invertir la posición del tubo para introducir un objeto pesado, por ejemplo un perno, que desplace el calibrador para recuperarlo y evaluar si se puede ocupar ese tubo o se debe de remplazar.

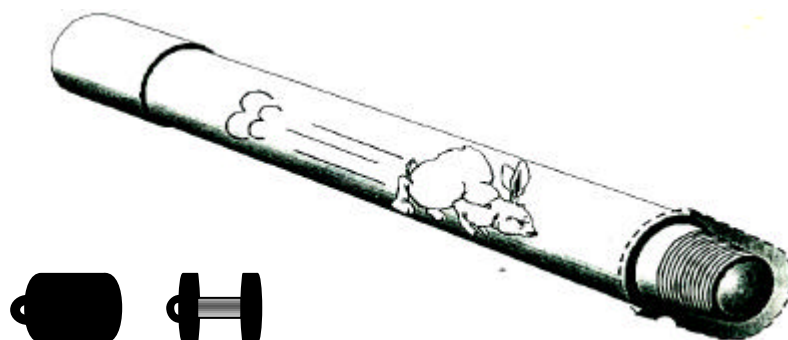


Figura Calibrador de Madera y Tubular (Conejo)

ENROSQUE DE TUBERÍA

Antes de efectuar el enrosque se debe de verificar que tanto el piñón como la caja no tengan el empaque que sirve de apriete al guardarrosca, también se recomienda limpiar con diesel la rosca de la caja y del piñón para retirar la película adhesiva que contienen.

A continuación se debe de aplicar grasa a la caja y al piñón, ya que pueden ocurrir amarres por no contar con una película separadora. Las grasas compuestas para roscas proporcionan esta película y así mismo también ayudarán a minimizar el apriete excesivo.

Actualmente se esta utilizando la llave de rolar marca VARCO, que realiza la misma función pero de una forma más segura. Este sistema esta montado en el piso de perforación del equipo y es capaz de manejar desde tubería de perforación de 2 3/8" hasta lastra barrenas de 8" D.E. El sistema incluye la llave de rolar modelo SSW-20 y la llave de torsión TW-60. Las llaves de rolar y de torsión están colocadas en una estructura de acero recia, montada en 2 carriles y se mueve al agujero de conexiones rápidas al pozo.

Estando enroscado el tubo se coloca la llave de aguante en la caja y la llave de apriete en la base del piñón. En seguida realice el apriete de acuerdo al rango recomendado.

Se recomienda que la llave de apriete queden en posición de 90° para que el apriete sea efectivo.

El diámetro (instalado al lado del indicador de peso), le indicará al perforador el rango de apriete que están efectuando las llaves, soltando la perilla cuando se llegue al apriete recomendado.

RECOMENDACIONES: Cuando se trata de tubería nueva, puede ser posible que queden residuos de la película protectora en las rosca, por lo que es recomendable quebrar y volver a apretar para eliminar completamente estos residuos.

Requerimiento de llenado al sacar la tubería de perforación y producción en diferentes geometrías.

Numero de lingadas para llenar diferentes densidades para una diferencial de 3.5 kg/cm².

TR	TP	DIAM. INT TR (pg)	PESO AJUST. TP (kg/m)	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,10	2,20
20"	5"	19,124	41,56	5	5	5	5	5	5	5	5	5
16"	5"	14,688	41,56	5	5	5	5	5	5	5	5	5
13 5/8"	5"	12,347	41,56	5	5	5	5	5	5	5	5	5
11 7/8"	5"	10,711	41,56	5	5	5	5	5	5	5	5	5
10 3/4"	5"	9,560	41,56	5	5	5	5	5	5	5	5	5
9 5/8"	5"	8,535	41,56	5	5	5	5	4	4	4	4	4
7 5/8"	3 1/2"	6,625	25,08	5	5	5	5	4	4	4	4	4
7"	3 1/2"	6,184	25,08	5	4	4	4	4	3	3	3	3
5 1/2"	2 3/8"	4,500	16,21	4	3	3	3	3	3	3	2	2
5"	2 3/8"	2,276	16,21	3	3	3	3	2	2	2	2	2

El reglamento federal de los EU. dispone que al sacar la tubería de perforación debe llenarse el espacio anular con lodo antes que la presión hidrostática de la columna de lodo disminuya a 5 kg/cm² o 3.5 kg/cm² o cada 5 lingadas de TP lo que se presente primero.

Formula para el calculo de llenada de tubería en diferentes geometrías.

$$L = \frac{Ph}{DL} \left[\frac{40D_i^2}{P} \right] - 10$$

Donde:

Ph = Presión hidrostática por reducir al sacar la TP (kg/cm)

DL = densidad del fluido (gr/cm)

L = Longitud de la TP por sacar para llenar el pozo (m)

Di = diámetro interior de la TR (pg)

P = peso de la TP. (kg/m)

PARAMETROS DE VIDA UTIL EN CONEXIONES Y TUBERIAS PREMIUM.

DESCRIPCIÓN	CONEXIONES	TIMEPO HORAS ROTACION	OBSERVACIONES
Tubería de perforación 5" Diam. Ext.	NC-50 API	800	400 Hrs. Para revisión de roscas mantenimiento un aparejo de 400 a 550 amp.
Tubería de perforación 4 ½" Diam. Ext.	NC-45 API	800	400 Hrs. Para revisión de roscas mantenimiento un aparejo de 400 a 550 amp.
Tubería de perforación 3 ½" Diam. Ext.	NC-38 API.	700	400 Hrs. Para revisión de roscas mantenimiento un aparejo de 300 a 400 amp.
Tubería de perforación 2 7/8" Diam. Ext.	NV-2 7/8 FD-PH6	120	Cambio de tubería al cumplir su ciclo de horas de rotación.
Lastrabarrenas de 8", 7 ¼" y 6 ½" D. Ext. Heavy Weigt 5" y 4 ½"	6 5/8" Reg. Y 5 ½" Reg. NC-50 y NC46	800	400 horas para revisión de roscas.
Lastrabarrenas de 4 ¾" Diam. Ext. Heavy Weigt 3 ½" Diam. Ext.	NC-35 Y NC-38 NC-38	700	400 horas para revisión de roscas.
Lastrabarrenas de 8 1/8" Diam. Ext.	3 3/8" Reg.	120	Cambio de tubería al cumplir su ciclo de horas de rotación.

TUBERIA DE PRODUCCION

ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Tubería de producción es el elemento tubular a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos de un pozo, o bien, los fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento. En la tabla se encuentran las especificaciones de esta tubería.

ESPECIFICACIONES DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Medida Nominal (pg)	Diámetro exterior (pg)	Grado	Espesor (pg)	Diámetro Interior (pg)	Diámetro de paso	Diámetro exterior del cople sin esfuerzo (pg)	Resistencia al colapso (lb/pg ²)	Resistencia a la presión interna (lb/pg ²)	Tensión máxima sin esfuerzo (lb)	Capacidad (lt/m)
2 3/8	2.375	H-40	0.167	2.041	1.947	2.875	5.230	4.920	30.130	2.111
	2.375	H-40	0.190	1.995	1.901	2.875	5.890	5.600	35.960	2.019
	2.375	J-55	0.167	2.041	1.947	2.875	7.190	6.770	41.430	2.111
	2.375	J-55	0.190	1.995	1.901	2.875	8.100	7.700	49.450	2.019
	2.375	C-75	0.167	2.041	1.947	2.875	9.520	9.230	56.500	2.111
	2.375	C-75	0.190	1.995	1.901	2.875	11.040	10.500	67.430	2.019
	2.375	C-75	0.254	1.867	1.773	2.875	14.330	14.040	96.500	1.766
	2.375	N-80	0.167	2.041	1.947	2.875	9.980	9.840	60.260	2.111
	2.375	N-80	0.190	1.995	1.901	2.875	11.780	11.200	71.930	2.019
	2.375	N-80	0.254	1.867	1.773	2.875	15.280	14.970	102.990	1.766
	2.375	P-105	0.190	1.995	1.901	2.875	15.460	14.700	94.410	2.019
2 7/8	2.375	P-105	0.254	1.867	1.773	2.875	20.060	19.650	135.180	1.766
	2.875	H-40	0.217	2.441	2.347	3.500	5.580	5.280	52.780	3.021
	2.875	J-55	0.217	2.441	2.347	3.500	7.680	7.260	72.580	3.021
	2.875	C-75	0.217	2.441	2.347	3.500	10.470	9.910	98.970	3.021
	2.875	C-75	0.308	2.259	2.165	3.500	14.350	14.080	149.360	2.586
	2.875	N-80	0.217	2.441	2.347	3.500	11.160	10.570	105.570	3.021
	2.875	N-80	0.308	2.259	2.165	3.500	15.300	15.00	159.310	2.586
	2.875	P-105	0.217	2.441	2.347	3.500	14.010	13.870	138.560	3.021
	2.875	P-105	0.308	2.259	2.165	3.500	20.090	19.690	209.100	2.586
3 1/2	3.500	H-40	0.216	3.068	2.943	4.250	4.630	4.320	65.070	4.769
	3.500	H-40	0.254	2.992	2.867	4.250	5.380	5.080	79.540	4.540
	3.500	H-40	0.289	2.992	2.797	4.250	6.060	5.780	92.550	4.540
	3.500	J-55	0.216	3.068	2.943	4.250	5.970	5.940	89.470	4.769
	3.500	J-55	0.254	2.992	2.867	4.250	7.400	6.990	109.370	4.540
	3.500	J-55	0.289	2.992	2.797	4.250	8.330	7.950	127.250	4.540
	3.500	C-75	0.216	3.068	2.943	4.250	7.540	8.100	122.010	4.769
	3.500	C-75	0.254	2.992	2.867	4.250	10.040	9.530	149.140	4.540
	3.500	C-75	0.289	2.992	2.797	4.250	11.360	10.840	173.530	4.540
	3.500	C-75	0.375	2.750	2.625	4.250	14.350	14.060	230.990	3.231
	3.500	N-80	0.216	3.068	2.943	4.250	7.870	8.640	130.140	4.769
	3.500	N-80	0.254	2.992	2.867	4.250	10.530	10.160	159.090	4.540
	3.500	N-80	0.289	2.992	2.797	4.250	12.120	11.555	185.100	4.540
	3.500	N-80	0.375	2.750	2.625	4.250	15.310	15.000	246.390	3.831
	3.500	P-105	0.254	2.992	2.867	4.250	13.050	13.340	208.800	4.540
	3.500	P-105	0.375	2.750	2.625	4.250	20.090	19.690	323.390	3.831
4 1/2	4.500	H-40	0.271	3.958	3.833	5.200	4.500	4.220	104.360	7.944
	4.500	J-55	0.271	3.958	3.833	5.200	5.720	5.800	143.500	7.944
	4.500	C-75	0.271	3.958	3.833	5.200	7.200	7.900	195.680	7.944
	4.500	N-80	0.271	3.958	3.833	5.200	7.500	8.430	208.730	7.944

MANEJO Y USO DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

- La tubería que se va a introducir primero al pozo deberá quedar en la parte superior de los burros cargadores.
- Retirar los protectores de rosca martillando el cople, si el protector esta amarrado debe desenroscarse con ayuda de llave, si lo tramos llegan por alguna circunstancia sin protector será necesario inspeccionarla.
- Retirar los protectores de rosca sólo del tramo que se va a utilizar.
- Al calibrar la tubería se deberá utilizar los calibradores adecuados de acuerdo al drift de la tubería, dependiendo del peso y diámetro de la misma.
- Limpiar las juntas y protectores con solventes y agua, secarlas con aire.
- Al aplicar la grasa a las juntas se deberá colocar los protectores.
- Revisar que la polea viajera esté alineada con la mesa rotaria.
- Revisar el correcto funcionamiento de la llave de apriete y computadora a utilizar.
- Revisar que la línea del cabestrante que suspende a la llave permita el movimiento vertical (chechar si es cable resistente o cabestrante).
- El resorte vertical de compensación de la llave deberá permitir el movimiento vertical de la pérdida del enrosque.
- Seleccionar las mordazas de la medida correcta y que estén en buenas condiciones, la mordaza de aguante deberá estar paralela a la mordaza de desenrosque.
- El (los) elevador (es) deberá (n) estar en buenas condicione y ser el (los) adecuado (s) para el diámetro (s) y tipo (s) que esté (n) manejando.
- Utilizar cuñas normales y revisarse antes de usarlas, verificando que todas las secciones trabajen al mismo tiempo.
- El limpiador elevador y las cuñas frecuentemente, los dados deben revisarse y cambiarse en caso necesario.
- Verificar que el diámetro de los arietes sea el diámetro de la tubería.
- Exigir a las compañías de servicio que manejen las llaves hidráulicas un certificado de calibración reciente.
- No deberán utilizarse las llaves de fuerza para tubería de perforación en la desconexión de tubería de producción.
- Los valores mínimos que se enumeran en las tablas de apriete de acuerdo al diámetro, grado y peso de las tuberías, corresponden al 75% de los valores óptimos y los de apriete máximo 125%, todos los valores están redondeados a los 10 pies- libra más próximos. En el campo deben utilizar los valores óptimos de apriete. Este torque deberá alcanzar cuando menos dos segundos antes de que opere el paro automático.

AL INTRODUCIR LA TUBERÍA AL POZO .

- Al levantar la tubería de los burros cargadores a la rampa o al piso de perforación deberán tener colocados los protectores de rosca, así también evitar que la tubería se flexione.
- Cuando calibre la tubería verticalmente deberá hacerse con el guardarroscas colocado, el calibrador deberá ser de drift especificado por las normas A. P. I. y deberá estar completamente limpio.
- Tratándose de tubería Premium, inspeccionar el sello de hilos de la rosca después de haber retirado los protectores de rosca.
- La aplicación de grasa, deberá ser en el piñón para cubrir las crestas y valles del sello y el hombro del piñón. Nunca aplicar grasa cuando las roscas estén mojadas.

AL CONECTAR LA TUBERÍA

- Durante la conexión de la tubería evitar que el piñón golpee a la caja u otra parte del piñón.
- Utilizar una guía de enchufe para conectar la tubería y mantener el tubo en posición vertical.
- Al iniciar a enroscar la tubería, las primeras cinco vueltas deben enroscarse en baja velocidad, las cuñas deberán cubrir la mayor parte de la circunferencia de la tubería. La velocidad mínima de rotación es de 3 r. p. m. El elevador no debe restringir el movimiento del tubo.
- Para acero de alta aleación iniciar el enrosque con todas las precauciones y en baja velocidad.
- Para aceros al carbón después de que la junta cae y esté alineada debe usarse la llave en alta velocidad con poca aceleración, cualquier apriete antes de 1.5 vueltas antes de alcanzar el hombro puede generar problemas por lo cual será necesario desenroscar y revisar la rosca.

AL TERMINAR DE ENROSCAR

- Para el apriete de accesorios debe prevenirse la flexión,
- Cuando se utilicen llaves de aguante, asegurase que la presión sea la suficiente para prevenir el resbalamiento de la tubería, pero no excesivo para provocar un colapso.
- La posición de la llave deberá ser lo más cercano posible a la junta de 15 a 25 cm arriba del cople y lo más posible a las cuñas.
- Una vez que se alcance el apriete, corroborando en la lectura del medidor de apriete computarizado, debe desengancharse la llave y levantar la tubería para sacar las cuñas.

RECUPERACIÓN DEL APAREJO

- Revisar el tiempo de operación de la tubería.
- Tener en cuenta que el apriete para quebrar las juntas será mayor que el requerido para apretar.
- Se deben tener quijadas adecuadas al diámetro del cople o al recalcado de la tubería.
- Desconectar con velocidades mínimas y terminar con llave.
- Las llaves deben abrazar el cuerpo del tubo a la misma altura que se apretó y tener la llave de aguante para evitar la desconexión del cople del lado conectado en fábrica.
- La llave de aguante deberá ser colocada asegurando que este en contacto la llave con el área del cople.
- La altura de la llave debe ser la adecuada para evitar la flexión.

PARA ACEROS DE ALEACIÓN

- Una vez que quiebra y gira una vuelta debe seguir desconectándose en baja velocidad.
- Cuando se termina de desconectar, gira 1/3 de vuelta después de que cae la rosca y proceder a levantar el tubo o lingada.
- No mantener el peso del tubo sobre las cuerdas.

PARA ACEROS AL CARBÓN

- Una vez que se ha quebrado la junta y ha girado una vuelta deberá ser desconectada el alta velocidad y debe ocurrir de 6 a 8 vueltas, suspender una vez que ha caído la cuerda evitando así el daño que se pudiera originar a la rosca. (El chango deberá mantener la tubería en posición vertical).
- Asegúrese que la tubería no esté soportando el peso de la llave.

RECUPERACIÓN O INTRODUCCIÓN DE TUBERÍA EN LINGADAS

- La tubería debe estibarse en el mástil apoyada en los tablones de madera, con sus protectores de piñón puestos, a la longitud de la parada debe ser lo suficientemente larga para alcanzar los peines.
- Al enroscar deberá tener mayor cuidado en el alineamiento de la parada.
- Es recomendable alternar la desconexión de las juntas para que todas queden lubricadas y así la desconexión sea rápida.

7.2 CARACTERÍSTICA Y MANEJO DE LA TUBERÍA PESADA (HW) Y LASTRA BARRENAS

TUBERÍA PESADA

IDENTIFICACIÓN DE TUBERÍA PESADA.

La tubería de perforación extra pesada (Heavy-Weigt). Es un componente de peso intermedio, para la sarta de perforación, entre los lastrabarrenas y la tubería de perforación. Proporcionando un cambio gradual de rigidez de la herramienta rígida a frágil tubería de perforación, reduciendo la fatiga de ésta, al colocar tubería Heavy Weight en el punto de transición. Son tubos de pared gruesa unidos entre sí, por juntas extra largas, para facilitar su manejo; tienen las mismas dimensiones de la tubería de perforación normal, por su peso y forma, la tubería "Heavy-Weigt" se pueden usar en compresión, al igual que los lastra barrenas, un distintivo sobre saliente en el recalcado central, que protege al cuerpo del tubo del desgaste por la abrasión, esta sección recalcada actúa como un centralizador y contribuye a una mayor rigidez, y resistencia de la tubería "Heavy-Weigt". Otra ventaja, es que no se requiere cambiar de elevadores y no requiere el uso de la grapa de seguridad (collarín para herramienta).

CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA HEAVY-WEIGHT.

Uniones de tubería (24" y 30" de longitud) (609.6 y 762 mm):

- Más área de apoyo para reducir el desgaste del diámetro exterior.
- Más longitud para cortar conexiones nuevas.
- Más espacio para poner bandas de metal duro.
- La pared gruesa da máximo peso por metro.
- Larga sección central recalcada (24" de longitud) (609.6 mm).
- Enteriza con el cuerpo del tubo.
- Reduce el desgaste de la porción central del tubo.
- Se le puede aplicar metal duro fácil y seguramente.
- Se puede reconstruir el diámetro exterior.
- Ayuda a evitar la pegadura por presión diferencial.

Las conexiones se pueden suministrar con elevadores de esfuerzo, tales como:

- Caja de bore bac.
- Espiga con ranura elevadora de esfuerzo.
- Raíces de rosca labradas en frío. Las uniones y la sección recalcada central se pueden suministrar con bandas de metal duro.

DONDE SE USA LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN HEAVY WEIGT.

Se usa en perforación direccional y vertical: quienes perforan pozos direccionales han comprobado que la tubería heavy Weigt es ideal para pozos muy desviados por que es menos rígida que los tubos lastrabarrenas y el contacto con la pared del pozo es mínimo. El distintivo de tres puntos de contacto con la pared de la heavy Weigt ha resuelto dos serios problemas en perforación direccional. Permite perforar a alta velocidad de rotación con menor torsión. Eso reduce el desgaste y deterioro de la sarta de perforación, al tiempo que simplifica el control direccional. Además tiene mínima tendencia a pegarse por presión diferencial. Como es menos rígida que los tubos lastrabarrenas, la heavy Weigt, se dobla más en la sección del tubo que en las uniones, La heavy Weigt resiste numerosos cambios de ángulo y dirección del pozo con mínimo de los problemas asociados con la perforación direccional.

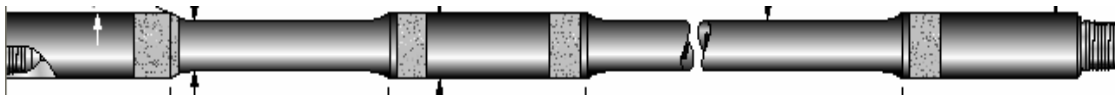


Fig. Tubo de perforación de pared gruesa

LASTRABARRENAS

¿Qué son lastrabarrenas?

Son barras de acero huecas utilizadas para auxiliar a la tubería de perforación y dar peso a la barrena durante las operaciones de perforación. También son conocidas como Drill Collars.

CARACTERÍSTICAS DE LASTRABARRENAS

Actualmente se tienen en uso dos tipos de lastrabarrenas:

- 1) Acabado de fábrica (liso).

Este acabado se denomina convencional, ya que trae la forma tal y como sale de la fábrica, satisface todos los requisitos nominales.



Fig. Lastrabarrena liso

2) Diseño de espiral.

Reduce el área de contacto entre las lastrabarrenas y la pared del pozo, evitando con esto pegaduras por presión diferencial en agujero abierto.

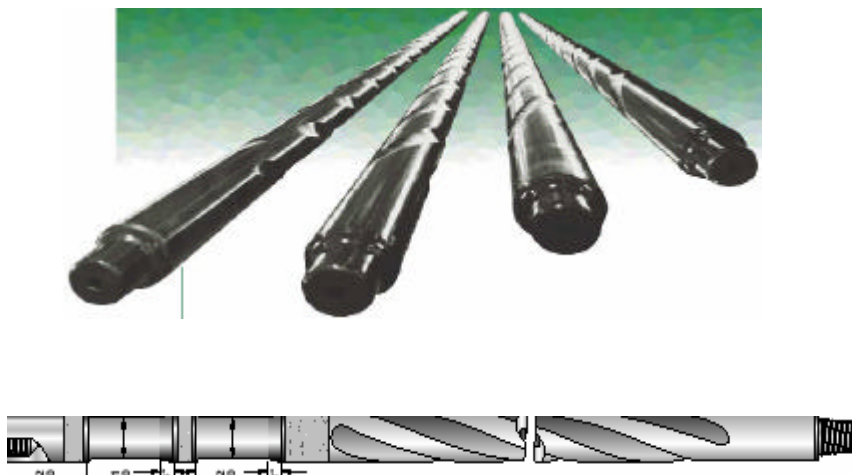


Fig. Lastrabarrenas en espiral

Diámetros y Peso

DIAMETRO EXTERIOR (Pg)	DIAMETRO INTERIOR (pg)	PESO (lb/pie)	PESO Kg/m	CONEXIÓN	TORQUE (lb/pie)	DIÁMETRO DE BARRENA
4 1/8"	2"	35	52	NC-31	6,800	5 5/8"
4 3/4"	2"	50	74.5	NC-35	10,800	5 7/8"- 6"
4 3/4"	2 1/4"	47	70.03	NC-35	9,200	5 7/8"
5"	2 1/4"	53	78.97	NC-38	12,800	5 7/8" – 6 1/2"
6 1/2"	2 3/4"	83	123.67	NC-46	22,200	8 3/8" – 8 1/3"
6 1/2"	2 13/16"	92	137.08	NC-46	22,900	8 3/8" – 8 1/2"
7 3/4"	2 13/16"	119	177.31	5 1/2" API REG.	36,000	9 1/2"
8"	2 13/16"	150	223.5	6 5/8" API REG.	53,000	12" – 12 1/4"
9 1/2"	3"	217	323.33	7 5/8" API REG.	88,000	14 3/4" – 17 1/2"
9 1/2"	3 1/4"	213	317.37	7 5/8" API REG.	83,000	17 1/2" – 26"
11"	3 1/4"	295	439.55	8 5/8" API REG.	129,000	22" – 26"
11"	3"	299	445.51	8 5/8" API REG.	129,000	22" – 26"

A continuación se le presenta una tabla donde podrá apreciar las dimensiones y especificaciones de los lastrabarrenas.

CAPACIDAD Y DESPLAZAMIENTO DE LASTRABARRENAS

DESPLAZAMIENTO:

Es el volumen que desplaza un metal, de acuerdo a su libraje, al ser introducido en un líquido.

CAPACIDAD:

Es el volumen interior que ocupa un fluido en un metro.

DIAMETRO EXTERIOR pg	PESO Lb/pie	DIAMETRO INTERIOR pg	DESPLAZAMIENTO Lt/m	CAPACIDAD Lt/m
3 1/8"	43	1"	9.754	0.469
	38	1 1/2"	9.128	1.147
	35	2"	8.242	2.034
4 3/4"	54	1 1/2"	10.276	1.147
	52	1 3/4"	9.859	1.564
	50	2"	9.389	2.034
6 1/4"	96	1 3/4"	18.205	1.564
	94	2"	17.736	2.034
	91	2 1/4"	17.214	2.556
6 1/2"	105	1 3/4"	19.822	1.564
	102	2"	19.353	2.034
	99	2 1/4"	18.831	2.556
7 1/4"	130	2"	24.622	2.034
	124	2 1/2"	21.648	3.182
	116	3"	22.065	4.590
7 3/4"	144	2 1/2"	27.23	3.182
	136	3"	25.821	4.590
	128	3 1/2"	24.204	6.207
8"	147	3"	27.856	4.590
	143	3 1/4"	27.073	5.373
	138	3 1/2"	26.239	6.207
9 1/2"	216	3"	41.186	4.590
	212	3 1/4"	40.216	5.352
11"	299	3"	56.720	4.560
	295	3 1/4"	55.961	5.352

CONOCIMIENTOS GENERALES PARA EL MANEJO DE LASTRABARRENAS

- Al deslizar o levantar lastrabarrenas en la rampa, procure efectuar la maniobra con los protectores adecuados.
- Lavar las conexiones lo mejor posible.
- Aplicar la cantidad normal de grasa para la herramienta.
- Al efectuar una conexión introduzca el piñón en la caja lentamente dando vueltas al lastra barrena para no golpear las rocas y asientos.
- No rolar con la cadena el lastra barrena para efectuar el enrosque, esta operación se efectúa con llave cadena o llave rotatoria.
- Cuando se trate de lastrabarrenas nuevas, efectúe un apriete ligero sin llegar al normal, afloje y vuelva a apretar, pero ahora sí con los torques requeridos.
- Tratándose de lastrabarrenas usadas, efectúe el apriete normal.

IZAJE DE LASTRABARRENAS

- Los protectores de rosca de acero fundido equipados con asa (agarradera) son un buen medio para deslizar los lastrabarrenas hasta la rampa, y también para proteger los rebordes de las roscas del piñón y de la caja de posibles golpes que pueden sufrir durante las maniobras.
- Se pueden calibrar, con el conejo adecuado al diámetro interior para verificar que se encuentre libre de cualquier obstáculo (estopa, trapo, madera, etc.).
- Colocar la madrina en la caja del lastrabarrena y meter el lastrabarrena, al agujero de conexión rápida y con las llaves de fuerza aplicar la madrina un 50% del torque normal de los lastrabarrenas, con el fin de evitar se desconecte accidentalmente.

Nota: El trabajador que esté realizando el apriete deberá colocarse enfrente de la caja, para evitar accidentarse si el lastra barrena se desliza hacia el muelle.

- El perforador le quita el seguro al gancho. Enseguida le da vuelta al elevador para centrarlo en dirección de la madrina y sentarlo lentamente en ella, por último se cierra el elevador y se levanta, teniendo precaución que al retener el lastrabarrena se haga con el cable del ronco, desenroscar el guardarroscas del piñón y verificar que el conejo salga por la parte inferior del tubo (piñón).

7.3 MEDIDAS DE SEGURIDAD EN EL MANEJO DE HERRAMIENTAS TUBULARES

- Inspeccionar que el personal de la cuadrilla disponga de su equipo de protección personal.
- Inspeccionar el área de trabajo a fin de ofrecer seguridad al ejecutar las tareas.
- Inspeccionar el sistema de suspensión de las llaves, en el cual deberá ser: seguro, balanceado, centrado, flexible y de fácil operación.
- Inspeccionar antes de utilizar las llaves de fuerza el estado propio de los dados y su fijación, la lubricación de sus partes móviles, la instalación correcta de sus quijadas, su nivelación, pernos con seguro, el estado correcto de sus cables (emplear preferentemente un factor de seguridad de 4), la fijación de los extremos de los cables, el correcto estado de los ojos de los cables.
- Probar antes de utilizar, las llaves de fuerza, su operación correcta (capacidad de atrapamiento) sobre de la junta de la tubería a fin de corregir fallas de manera eficiente.
- Comprobar la flexibilidad y seguridad en la operación del embrague para realizar el jalón con el cable del malacate.
- Comprobar el estado y el buen funcionamiento de los cables salvavidas.
- Verificar el correcto funcionamiento del torquimetro o dinamómetro, así como su correcta instalación.
- Comprobar el buen funcionamiento y estado de la chaqueta canalizadora de fluidos, así como sus conexiones de descarga.
- Inspeccionar la correcta instalación, operación y estado de la llave roladora de tubería (hidráulica o neumática).
- Verificar el correcto funcionamiento de las llaves hidráulicas, así como sus partes de agarre con la tubería antes de utilizar.
- Operar las llaves hidráulicas con personal entrenado para tal fin.
- Operar de manera segura las diferentes llaves hidráulicas o de fuerza, disponer de los límites de operación, para no causar daños a las mismas u ocasionar accidentes personales.
- Anticipar al personal para mantenerlo alerta al efectuar torques severos, evitando que permanezca dentro de área de acción de las llaves o cables de acero.
- Posicionar de manera correcta las conexiones de las juntas (distancia de la boca de la junta a las cuñas) de la tubería para evitar daños por flexión.
- Disponer en la instalación de las tablas de torques necesarios para efectuar la conexión de los diferentes tipos de juntas de manera correcta.
- Inspeccionar los sellos de las juntas antes de efectuar la conexión de las mismas.
- Disponer en el área del piso de las grasas protectoras de juntas, las cuales deben contener del 40%-60% de peso de polvo fino metálico de zinc. Debe aplicarse a todas las roscas y superficies de sello. No debe contener más del 0.3% del total de azufre activo.
- Evitar el uso de la cadena para rolar tubería.

- De acuerdo al torque por emplear, seleccionar las llaves de fuerza y cables de acero por utilizar.
- Evitar poner freno a la rotaria al efectuar el apriete o quiebre de las juntas al utilizar las llaves de la fuerza.
- Inspeccionar las roscas de la TR anticipadamente a su introducción al pozo.
- Inspeccionar el lote de tuberías de perforación, lastrabarrenas, estabilizadores, sustitutos, etc. Previamente antes de utilizarlos en el pozo. Así como el funcionamiento de las válvulas de pie.
- Verificar que las roscas piñón-caja de la tubería de perforación, lastrabarrenas sustitutos, estabilizadores y demás herramientas que integran la sarta de perforación estén limpias antes de enlazarlas.
- Inspeccionar las roscas de las tuberías de revestimiento y de producción antes de enroscarlas, la limpieza y estado de las mismas.
- Verificar en la instalación de las llaves roladora, la función correcta del cable de seguridad.
- Instalar guarda roscas al desconectar la tubería de perforación, lastrabarrenas y demás herramientas al término de la operación para preservar las conexiones de enlace.
- Aplicar al anterior procedimiento para cuidar las roscas de enlace de la tubería de revestimiento y de producción si amerita rehusarlas.
- Enfundar o desenfundar la flecha con seguridad utilizando el cable correspondiente de retención.

7.4 PESO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN, DETERMINACIÓN DEL PUNTO NEUTRO Y NÚMERO DE LASTRABARRENA PARA PERFORAR

MÁXIMO PESO DISPONIBLE EN LA BARRENA

Si la tubería de perforación trabaja en compresión, a igual forma que tiende a pandearse, sufre serios daños. Para evitar este problema, parte del peso de las lastrabarrenas (10%, 15%, o 20%) se utiliza para tener en tensión la sarta de perforación y de esa forma el punto neutro queda en la herramienta, por esta razón a esta parte se le denomina factor de seguridad.

$$M_p = \frac{P_h}{F_s} = \text{ton}$$

Donde:

M_p = Máximo peso disponible para la barrena en ton.

P_h = Peso de las lastrabarrenas en el fluido de perforación.

F_s = Factor de seguridad expresándose 1.10 si es 10%, 1.15 si es 15%

Ejemplo:

Calcular el máximo peso que se le puede cargar a la barrena con un factor de seguridad de 20%, si las lastrabarrenas pesan en el lodo 22.0 ton.

$$M_p = \frac{22.0}{1.20} = 18.3 \text{ ton}$$

PUNTO NEUTRO

Se denomina punto neutro en la sarta de perforación, a la parte del tubo que esta sufriendo el movimiento cíclico de tensión y compresión, por lo tanto, ante mucha consideración, es necesario que este punto, se encuentre siempre trabajando en tubos de pared gruesa, como son las lastrabarrenas, o la tubería de perforación extrapesada.

$$P_n = \frac{P. S. B.}{F_f \times PDC} = m \qquad P = L_h + \frac{P_e}{F_f \times P} = m$$

Donde:

- P_n = Altura a que se encuentra el punto neutro en m.
- $P.S.B$ = Peso que se esta cargando a la barrena en kg.
- F_f = Factor de flotación, sin unidades.
- PDC = Peso de las lastrabarrenas en el aire en kg.
- P = Altura a que se encuentra el punto neutro, cuando se esta utilizando la TP extrapesada como herramienta en m.
- L_h = Longitud de las lastrabarrenas en m.
- P_e = Peso de la tubería extrapesada que se esta aplicando a la barrena en kg.
- P = Peso de la TP extrapesada (HW) en el aire en kg/m.

Ejemplo:

Calcular el punto neutro con los siguientes datos:

Lastrabarrenas de 8" x 3" 100 m 219.03 kg/m.

Lodo 1.30 gr/cm³ $F_f = 0.834$

Peso de las lastrabarrenas flotada = 18.2 ton.

Peso sobre la barrena = 12 ton. (12,000 kg)

$$P_n = \frac{12,000}{0.834 \times 219.03} = \frac{12,000}{182.67} = 65.6 \text{ m}$$

$$\frac{65.6}{9.14} = 7.18 \text{ Punto neutro en el séptimo Lastrabarrena}$$

DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD DE LOS LASTRABARRENAS PARA PERFORAR

$$L_h = \frac{P_m \times F_s}{F_f \times P} = m$$

Donde:

L_h = Longitud de lastrabarrenas en m.

P_m = Peso máximo que se espera darle a la barrena en kg.

F_s = Factor de seguridad expresándose en 1.10 si es 10% 1.15 si es 15%

F_f = Factor de flotación.

Ejemplo:

Calcular el número de tramos de lastrabarrenas para perforar si se espera darle un máximo peso a la barrena de 12 ton. Lastrabarrenas de 6 ½" x 2 ¾" 138.3 kg/m. lodo de 1.22 gr/cm³, factor de seguridad de 15%.

$$L_h = \frac{12,000 \times 1.15}{0.844 \times 138.3} = \frac{13,800}{116.72} = 118.23 \text{ m}$$

$$\frac{118.23}{9.14} = 12.93 \text{ tramos} = 13 \text{ lastrabarrenas}$$

7.5 DISEÑO DE LA SARTA PARA PERFORAR (MARGEN PARA JALAR)

En los ejemplos anteriores, se determino la cantidad de lastrabarrenas que se utilizaran en la etapa que se perforara con 8 ½" y actualmente se utilizaran 15 lastrabarrenas de 6 ½" x 2 ¾", 138.3 kg/m que miden 137.00 m, se le agregaran 12 tramos de tubería de perforación extrapesada de 5" XH 74.54 kg/m, y longitud de 110.0 m, con lodo de 1.50 gr/cm³.

$$L1 = \frac{Rtp1 - (WL + MPJ)}{Wtpa1 \times Ff} = m$$

$$L2 = \frac{Rtp2 - (WL + MPJ + Wtp1)}{Wtpa2 \times Ff} = m$$

$$L3 = \frac{Rtp3 - (WL + MPJ + Wtp1 + Wtp2)}{Wtpa3 \times Ff} = m$$

Donde:

- L1 = Longitud de la primera sección de menor grado en m.
- Rtp1 = Resistencia a la tensión de la TP de la primera sección en kg.
- WL = Peso de los lastrabarrenas flotado, en kg.
- MPJ = Margen para jalar la sarta en kg.
- Wtpa1 = Peso de la TP 1 en kg/m.
- Wtp1 = Peso de la sección en kg.
- Ff = Factor de flotación.

Con los datos anteriores calcular la cantidad de tubería de 5" XH de 19.5 lb/p clase Premium que se utilizara en diferentes grados para perforar la etapa de perforación de 8 ½" a 4,500 m.

$$L1 = \frac{127,390 - (21,951 + 40,000)}{31.27 \times 0.808} = \frac{65,439}{25.26} = 2590.00 \text{ m}$$

$$Wtp1 = 65,423 \text{ kg.}$$

$$L2 = \frac{161,361 - (21,951 + 40,000 + 65,423)}{31.79 \times 0.808} = \frac{33,987}{25.68} = 1323.00 \text{ m}$$

Wtp2 = 33,975 kg.

$$L3 = \frac{178,347 - (21,951 + 40,000 + 65,423 + 33,975)}{32.18 \times 0.808} = \frac{16,998}{26.00} = 654.00 \text{ m}$$

Wtp3 = 8,840 kg.

De los cuales solo se utilizaran 340.00 m

LA SARTA ESTARÁ CONSTITUIDA DE:

137.00 de lastrabarrenas de 6 ½"	Peso - 15,326 kg.
110.00 m de tubería extrapesada de 5"	Peso - 8,825 kg.
2,590.00 m de TP 5" 19.5 lb/p °E	Peso - 65,423 kg.
1,323.00 m de TP 5" 19.5 lb/p °X 95	Peso - 33,975 kg.
<u>340.00 m de TP 5" 19.5 lb/p °G</u>	Peso - <u>8,840 kg.</u>
4,500.00 m	132,389 kg.

7.6 PROCEDIMIENTO PARA ARMAR HERRAMIENTA

LASTRABARRENAS

PARA REALIZAR LA CONEXIÓN REALICE LOS SIGUIENTES PASOS:

- Sacar el candado del gancho.
- Levantar el lastrabarrena, con precaución.
- Engrasar la caja del lastrabarrena que está en las cuñas, con su grapa de seguridad (collarín) debidamente colocado.
- Bajar lentamente el lastrabarrena hasta que el piñón entre a la caja del lastrabarrena anterior.
- Dar vuelta con la llave roladora al lastrabarrena que está entrando.
- Observar el indicador de peso para verificar que el lastrabarrena se este colocando correctamente.
- Colocar la llave de fuerza (de apriete) en el cuerpo del lastrabarrena que se está conectando y la llave de aguante en la caja del lastrabarrena que esta conectado.
- Realizar el apriete recomendado con la llave de fuerza a 90°.

DESCONEXIÓN

La desconexión de los lastrabarrenas se realiza cuando se levanta la sarta a la superficie por algunos de los siguientes motivos:

- Estabilización de sarta de perforación.
- Cambio de barrena.
- Pérdida de presión de bombeo.
- Para tomar registro eléctricos.

PARA DESCONECTAR LOS LASTRABARRENA

- Se saca el candado del gancho.
- Se sienta el lastra barrena en las cuñas para herramientas (las cuñas deben ser adecuadas al diámetro del lastrabarrena).
- Se le coloca el collarín adecuado al diámetro del lastra barrena y se aprieta con la llave especial (esta llave viene incluida con el collarín). Es recomendable golpear el collarín con un martillo de bronce para asegurarse que este bien apretado.
- Para desconectar el lastrabarrena se utilizan dos llaves de fuerza (deben estar en buenas condiciones), para quebrar el lastrabarrena se coloca la llave izquierda en la junta superior, y la llave derecha en la caja del lastrabarrena.

HERRAMIENTAS PARA INTRODUCIR LASTRABARRENAS

- Llaves de fuerza (de apriete y de aguante).
- Llaves o cadena roladora.
- Cuñas para lastrabarrenas (de acuerdo al diámetro de los lastrabarrenas).
- Collarín (de acuerdo al diámetro del lastrabarrenas).
- Elevador adecuado a la madrina (18° o 90°).

7.7 ELEMENTOS QUE INTEGRAN UN APAREJO DE PRODUCCIÓN

Los elementos que integran un aparejo de producción que se utilizan en la etapa de recuperación primaria son:

- Aparejo Fluyente
- Aparejo de Bombeo Neumático
- Aparejo de Bombeo Mecánico

El primero aprovecha básicamente la energía propia del yacimiento haciendo llegar los hidrocarburos a la superficie.

El segundo es un diseño artificial de explotación, empleado en pozos de baja presión, cuya función es la de reducir la columna hidrostática y permitir que el aceite llegue a las baterías de separación.

El tercero se le denominara así, cuando se utilice una bomba superficial, accionada por varilla dando lugar a que el aparejo opere individual mente por medio de una unidad superficial.

En la actualidad hay una gran variedad de accesorios, de los cuales los más importantes son:

- Empacadores
- Unidades de Sello
- Niple de Asiento
- Junta de Tensión



**Empacador permanente BaKer
Modelo "D"**



**Empacador Hidráulico BaKer
Modelo "H" y "J"**

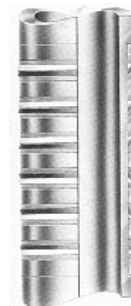
EXISTEN CUATRO TIPOS DE UNIDADES SELLADORAS

- Normal
- Premium
- Fijador
- K-Ryte



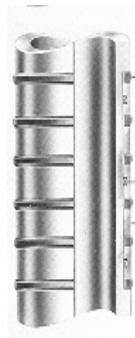
ESPACIADOR
EMPAQUE
DE
CHEVRON

Normal



ESPACIADOR
EMPAQUE DE CHEVRON
Y TEFLON
EMPAQUE DE CHEVRON
Y VITRON

Premium



EMPAQUE FIJADOR

ANILLO
ESPACIADOR

Fijador



EMPAQUE DE RYTRON
EMPAQUE DE TEFLON
EMPAQUE DE CHEVRON
EMPAQUE DE OPUESTO
DE CHEVRON
ESPACIADOR

K-Ryte

Niple de sellos



Niple de sellos tipo "E"

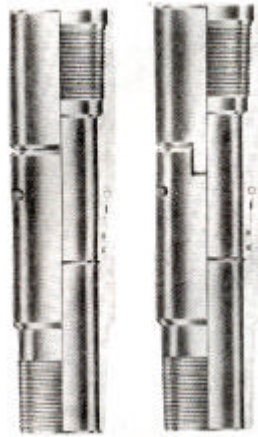


**Zapata guía para niple
de sellos tipo "E"**



Niple de sellos tipo "G"

JUNTAS DE TENSIÓN



Junta de Tensión CAMCO



Junta de Tensión BaKer B

7.8 ANÁLISIS DE PROBLEMAS MÁS COMUNES EN EL CAMPO Y SUS MEDIDAS PREVENTIVAS

LOS PROBLEMAS QUE MÁS SE PRESENTAN EN PERFORACIÓN SON:

1. Caja degollada por fatiga.
2. Lavado de juntas por presión.
3. Tubo dañado en el área de cuñas.
4. Caja abocinada por exceso de torsión.
5. Piñón fracturado por exceso de torque.
6. Mala colocación de llaves de apriete convencionales o hidráulicas.

CAJA DEGOLLADA POR FATIGA

Esto sucede en los lastrabarrenas cuando llevan acumuladas excesivas horas de rotación. Por estadísticas de campo se determino que, en zonas de alta dureza en la formación, se deberá cambiar el aparejo de fondo cada 250 horas de rotación para enviarse a su inspección. También se determino que para zonas semiduras (costa del golfo) cambiar el aparejo de fondo cada 350 horas de rotación.

LAVADO DE JUNTAS POR PRESIÓN

Uno de los problemas mas frecuentes es el apriete o torque inadecuado. Utilice las torques recomendadas en las tablas API.

TUBO DAÑADO EN EL ÁREA DE CUÑAS

Este problema se ocasiona cuando se introducen las cuñas antes de que la sarta de perforación este frenada al momento de estar metiendo tubulares, estos golpes fuertes en el área de cuñas debilitan con mucha rapidez la vida útil del tubo ocasionado accidentes de riesgo tanto para el pozo como para el personal.

CAJA ABOCINADA POR EXCESO DE TORSIÓN

Una de las causas principales y muy comunes es, cuando se esta repasando por cambio de estabilizadores. No es lo mismo perforar que repasar, al repasar se deberá de emplear el mínimo peso y mínima torsión, ya que es frecuente que la sarta se acúñe al utilizar pesos excesivos, ocasionándose una fuerte torsión en la que el piñón se continuará reapretándose hasta rajarse la caja del tubo, abocinándose esta y quedando como pez.

La recuperación de este pez se torna difícil si no se puede traer con un mahuelo de agarre corto (Pin Tap), ya que se tendrá que moler la caja para efectuar la pesca en el cuerpo del tubo.

PIÑÓN FRACTURADO POR EXCESO DE TORQUE

Esto sucede en la mesa rotaria cuando se están metiendo tubulares al pozo, debido a que el torquimetro o dinamómetro se encuentran descalibrados, proporcionando una lectura errónea del apriete a la junta (torque) Fracturándose el piñón dañándose el tubo.

MALA COLOCACIÓN DE LLAVES DE FUERZA CONVENCIONAL O HIDRÁULICA

Las llaves deben de estar colocadas en el área del cople, es una mala practica colocarlas en el upset o en el cuerpo del tubo, ya que la mayoría de las veces ocasiona que se colapse el mismo no permitiendo el libre paso de herramientas geofísicas.

CAPITULO 8

FLUIDOS DE PERFORACION Y TERMINACION.

8.1- PROPIEDADES Y FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN:

Siempre que usted ejecute operaciones con los fluidos de control, va a tener la necesidad de manejar y relacionar cuatro de sus propiedades fundamentales.

- Densidad.
- Viscosidad.
- Gelatinosidad.
- Potencial-hidrógeno (pH).

El desconocimiento y manejo incorrecto de estas propiedades, ha ocasionado desde incremento en tiempo y costo hasta pérdida del pozo.

DENSIDAD: Es la masa de un material en relación al volumen que ocupa.

$$\text{Densidad} = \frac{\text{Masa}}{\text{Vol.}}$$



Fig balanza tradicional de lodo

Para efecto de campo, se maneja el concepto del peso en lugar de masa para su mejor comprensión, así:

$$\text{Densidad} = \frac{\text{Peso}}{\text{Vol.}} = \text{gr/cc. lb/gal. y lb/pe}^3.$$

Se mide con la balanza para lodos.

La importancia de la densidad de un fluido es probablemente una de las propiedades más importantes, ya que gracias a su correcto manejo, se logra el control de un pozo; manteniendo la Presión Hidrostática igual o ligeramente mayor que la presión de Formación.

VISCOSIDAD: Es la medida de la resistencia interna al flujo, que tienen los líquidos.

La viscosidad se mide en segundos Marsh, que es el tiempo que un litro de fluido tarda en fluir a través del embudo Marsh.



Fig Embudo y pocillo March

Esta propiedad de los fluidos de control tendrá gran importancia para el acarreo de los recortes, que mejorará al aumentar la misma.

GELATINOSIDAD: Propiedad que tienen ciertos fluidos de formar estructuras semi-rígidas cuando están en reposo y recuperar nuevamente su estado original por agitación mecánica. Técnicamente esta propiedad se denomina tixotropía.

Su medida se determina con el viscosímetro Fann VG u otro similar, y su unidad de medida se registra en $\text{lb}/100 \text{ pie}^2$.

La magnitud y el tipo de resistencia de estas estructuras tipo gel que forman el fluido de control, son de importancia determinante para lograr la suspensión de los recortes y de material densificante, cuando el fluido se encuentra en reposo.

POTENCIAL-HIDRÓGENO (PH): Es la medida de la acidez o alcalinidad de un fluido.

Cuando se prepara un fluido base-agua, el conjunto de sustancias que se mezclan para lograr las propiedades de densidad, viscosidad y gelatinosidad que se requieren, producen reacciones químicas, cuyo resultado es un fluido ácido o alcalino.

La acidez o alcalinidad de un fluido de control, influye determinadamente en las propiedades del lodo, en la resistencia del gel, en el control de corrosión, en el rendimiento de las arcillas, en las pérdidas de filtrado.

Medida del PH; existe una escala aceptada mundialmente para medir en el campo la acidez o alcalinidad de un lodo. La escala Ph es el 1 al 14; en punto neutro indicado por el # 7; abajo de ese valor se consideran como ácidos, mientras que arriba del mismo hasta 14 se consideran alcalinos.

Por medio de este manual presentaremos 8 de sus funciones principales que realizan los lodos de control utilizados en perforación y terminación de pozos.

El aprendizaje de estas funciones y como se realizan, le servirán de base para que en todo momento mantengan el lodo en condiciones reológicas adecuadas, y así evitar atrapamiento de la sarta de trabajo o un descontrol del pozo.

- Mantener controlada la presión de formación.
- Evitar o minimizar el daño a la formación.
- Acarreo de recortes a la superficie.
- Suspensión de recortes al detenerse la circulación.
- Suspender parte del peso de la sarta.
- Enfriamiento y lubricación de la herramienta, barrena, molinos, coronas y sarta de trabajo.
- Formación de pared (enjarre).
- Proveer un medio adecuado para efectuar operaciones de cable, con la línea de acero o herramientas especiales, (registros eléctricos, disparos y registro de presiones de fondo).

8.2- FLUIDOS BASE AGUA; BASE ACEITE; EMULSIONES INVERSA Y DIRECTAS

En el presente manual se deberán conocer y saber distinguir los diferentes tipos de lodos usados más comúnmente en la práctica, saber sus características, y conocer sus ventajas y desventajas, así como sus aplicaciones:

FLUIDOS BASE-AGUA

Lodos bentoníticos. Es una mezcla de arcilla sódica en agua dulce. La concentración de cloruros no debe exceder de 5000 ppm, con la finalidad de facilitar la hidratación de la bentonita. Su densidad debe fluctuar entre 1.04 gr/cc. A 1.08 gr/cc., dependiendo del rendimiento de la arcilla.

VENTAJAS:

- Alto poder de arrastre y suspensión.
- Fácil preparación.
- Permite buen control de filtrado.

DESVENTAJAS:

- Al rebajar cemento, se flocula fácilmente.
- Al usarse en temperaturas mayores de 180° C, aumenta su viscosidad al deshidratarse la arcilla.

APLICACIONES

- Perforaciones someras.
- Limpieza del agujero.
- Control de pozos.

LODO CROMOLIGNOSULFONATO EMULSIONADO (CLSE).

Es un lodo bentonítico densificado al que se le agregan lignosulfonatos, como lignitos y diesel como emulcificante. Los sólidos en suspensión deseables son las varitas y el carbonato de calcio. Los indeseables son los recortes, arenas, etc.

VENTAJAS

- Se densifica con barita hasta 2.20 gr/cc.
- Se Emulsiona con Diesel al 20 % en volumen sin necesidad de agregar emulsificantes.
- Al perforar Cemento, su reología es poco afectada.
- Son estables a altas temperaturas y altas presiones.

DESVENTAJAS

- Costo elevado.
- Mayor control en su tratamiento.
- El filtrado es agua, dañando ésta a la formación e hidratando las lutitas.

APLICACIONES

Normalmente se utiliza como lodo de control a determinada profundidad, donde los lodos bentoníticos no son recomendables debido a las altas temperaturas, y necesidad de mantener más estable el agujero.

FLUIDOS BASE-ACEITE (Emulsión Inversa)

Es una emulsión inversa de aceite y agua. Para interrelacionar sus fases, se requiere agitación vigorosa y un agente emulcificante. La ventaja principal de estos fluidos es que la pérdida de filtrado (aceite), no daña a la formación ni hidrata a las lutitas.

VENTAJAS

- Evita dañar la formación por filtración de agua.
- Se puede preparar el fluido con densidad menor que el agua dulce.
- La viscosidad es fácil de controlar con diesel y agua.
- Su densidad puede variar entre 0.92 a 2.20 gr/cc.
- No se contamina fácilmente con gas.
- Su baja gelatinosidad permite el asentamiento rápido de los recortes en las presas.
- Estables a altas temperaturas por arriba de los 200°C.

DESVENTAJAS:

- Costo elevado.
- Requiere una atención especial.
- Se requiere el cambio completo (no debe mezclarse con otros tipos de fluidos).
- Irritante.

APLICACIONES

- Control y limpieza de pozos.
- Perforar Lutitas Hidrófilas.
- Perforar Domos Salinos.

LODOS DE EMULSIÓN DIRECTA (BAJA DENSIDAD)

Su característica principal se debe a la combinación de líquidos diese-agua, emulsionados en forma directa, y ésta particularidad nos la proporciona el tipo de emulcificante que se emplea.

VENTAJAS

- Permite densidades de 0.81 á 0.92 gr/cc.
- Permite altas viscosidades de 70 á 1000 seg.
- A pesar de su alta viscosidad, permite establecer excelente bombeo.
- No se contamina con cemento.
- Estable a altas temperaturas hasta 180⁰C.

DESVENTAJAS

- No se densifica.
- Al agregar agua en exceso, pierde sus propiedades.

APLICACIONES

Se utiliza en pozos depresionados como fluido de control y limpieza, además de servir como fluido transportador de sal en grano, para control de pérdida de circulación en yacimiento depresionados con una relación de 80/20 de aceite-agua dulce respectivamente; se le conoce como (fluido FAPX – SAL en grano).

8.3 – INTERPRETACIÓN DEL ANÁLISIS DEL FLUIDO DE CONTROL:

La interpretación de los análisis de las propiedades del lodo, nos permite conocer sus condiciones, y cualesquier variación dentro del rango permitido, identificar y solucionar el problema que nos manifieste el pozo durante su perforación o mantenimiento del mismo.

LODOS BASE-AGUA

DENSIDAD. Propiedad más importante del lodo, pero por lo general, el peso del mismo tiende a bajar durante la operación, si eso sucede puede deberse a la contaminación con gas o flujo de agua salada, y esto se nos manifiesta en la superficie, llegando a provocar un descontrol.

VISCOSIDAD MARSH. Esta propiedad tiene gran importancia para el acarreo del recorte a la superficie, pero si aumenta demasiado, entorpecerá otras funciones del lodo (velocidad de penetración al estar perforando, embolamiento de barrena, y atrapamiento de las burbujas del gas). Por lo que es recomendable mantenerla dentro del rango apropiado.

GELATINOSIDAD. La magnitud y el tipo de resistencia de estas estructuras tipo gel que forman el fluido de control, son de importancia determinante para lograr la suspensión de recortes y de material densificante, cuando el fluido se encuentre en reposo, si los geles no tienen suficiente resistencia (gelatinosidad baja), los recortes y el material densificante se precipitarán al fondo. Pero un aumento excesivo de la gelatinosidad, puede causar complicaciones como las siguientes:

- Retención de aire o gas en el fluido.
- Necesidad de presiones excesivas al establecer circulación después de un viaje de la sarta.
- Reducción de velocidad de asentamiento de recortes en las presas.
- Excesiva succión al sacar la tubería (sondeo).
- Excesiva presión al introducir la tubería (pistoneo).
- Dificultad para introducir al fondo del pozo las herramientas que se manejan con cable y línea de acero.

POTENCIAL – HIDRÓGENO (Ph). Propiedad exclusiva en los fluidos base-agua, el conjunto de otras propiedades, tales como densidad, viscosidad y gelatinosidad que se requieren, producen reacciones químicas cuyo resultado es un fluido ácido o alcalino.

Si el Ph de un lodo, no está dentro del rango recomendado, influirá determinantemente en las propiedades del flujo, en las resistencias del gel (gelatinosidad), en el control de corrosión, en el rendimiento de las arcillas y en las pérdidas de filtración.

Generalmente, los fluidos de control que se manejan en los pozos, deberán mantenerse en ciertos grados de alcalinidad (Ph 8 á 9.5).

Por lo que al interpretar el análisis del lodo, de inmediato se identificarían que propiedades están fuera del rango recomendado, y así proceder a solucionar el problema que las afecte.

8.4.- CONTAMINACIÓN DE FLUIDO DE PERFORACIÓN Y SU CONTROL Y MANTENIMIENTO:

Cuando maneje fluidos de perforación, siempre tendrá problemas en el empleo de ellos, ya que de cualquier forma los líquidos o materiales que aportan los yacimientos, las formaciones del pozo, así como los fenómenos físicos causados por temperatura, afectarán a las propiedades del fluido.

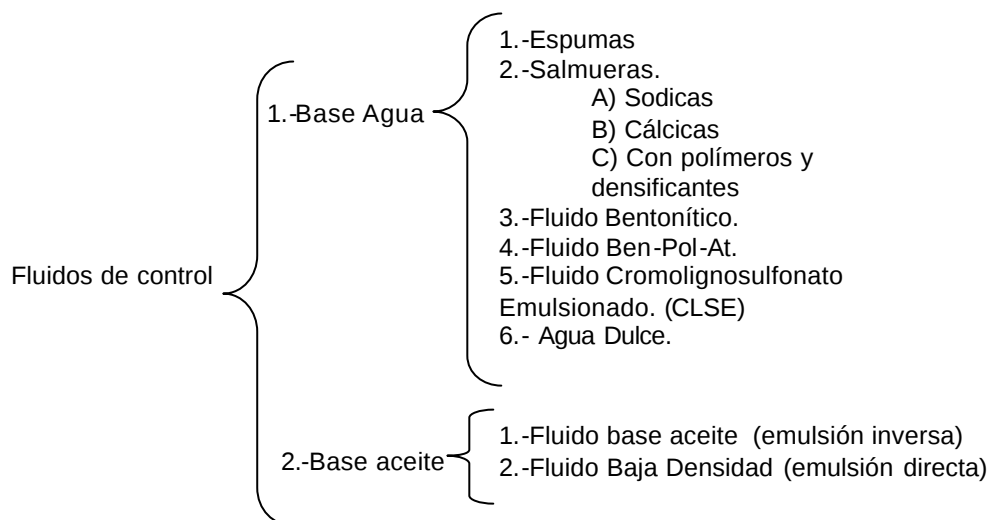
A continuación se presentan diez esquemas, cada uno de los cuales representan un problema específico en fluidos base agua (bentoníticos), enumerándose los síntomas o indicadores del problema y describiéndose sus soluciones.

CONTAMINACIONES A LOS FLUIDOS DE PERFORACION:		
PROBLEMA:	INDICACION:	TRATAMIENTO:
Contaminación al rebajar cemento	➤ Aumento de viscosidad ➤ Aumento gelatinosidad ➤ Aumento de pH ➤ Pérdida del filtración ➤ Calcio en el filtrado.	Antes de rebajar el cemento hacer Pretratamiento al fluido, agregando 1 Kg. De cromo 1 Kg. De lignito y 1 Kg. De lignosulfonato; y de 1 á 3 Kg. De carbonato de sodio por cada m³. de cemento en volumen. Cuando está contaminado el lodo, agregar de 2 a 3 Kg. De Bicarbonato de sodio, de 3 á 5 Kg. De Bicarbonato de sodio por cada m³. De cemento en volumen. Cuando está contaminado el fluido agregar: de 2 á 3 Kg. De Carbonato de sodio, de 3 á 5 Kg. De Bicarbonato de sodio por cada m³ Agregar cromo y lignosulfonato de 5 á 25 Kg./m³.
Contaminación de agua salada sin fluir.	➤ Aumento de viscosidad ➤ Aumento de gelatinosidad ➤ Aumento de filtrado ➤ Disminución de alcalinidad ➤ Disminución de la densidad.	Agregar cromolignitos y lignosulfonatos de 5 a 25 Kg./m³. Sosa cáustica para elevar el Ph de 8 á 9.5 bajar filtrado con Bentonita.
Contaminación Aumento de agua salada flujo o presión.	➤ Aumento de volumen en las presas ➤ Cambio en el contenido de cloruro ➤ Aumento en la dureza total ➤ Aumento de temperatura en la línea de descarga ➤ Disminución del Ph	Cerrar el pozo, tomar lecturas de presiones Calcular la nueva densidad. Agregar: Protolig y disperxplus de 5 á 25 Kg./m³ Sosa cáustica para elevar el Ph de 8 á 9.5, agregar Barita y Bentonita Si es que la contaminación se puede tolerar, será hasta un máximo de 35 000 ppm.
Contaminación con gas y aceite.	➤ Aumento de viscosidad, gelatinosidad, disminución de la densidad por la incorporación de gas o aceite.	Parar la bomba, observar si fluye el pozo y si no revisten peligro las conexiones superficiales, cierre el pozo. Tomar lecturas de presiones ajustar el fluido a la nueva densidad. Circular con línea de descarga estrangulada, eliminar el gas por medio del desgasificador y por (agitación superficial) pistoleo.
Gelificación a alta temperatura	➤ Circulación difícil de romper, alta viscosidad, resistencia de geles (alta gelatinosidad), disminución de la alcalinidad y aumento de filtrado.	Reducir la concentración de sólidos por medios mecánicos y por disolución de agua, agregar agentes reductores de viscosidad como lignitos y lignosulfonatos en proporción de 5 a 25 Kg./m³ y un producto que proporcione resistencia y estabilidad

CONTAMINACIONES A LOS FLUIDOS DE PERFORACION:		
PROBLEMA:	INDICACION:	TRATAMIENTO:
Gelificacion a alta temperatura	➤	A los lodos para altas temperatura.
Alto Ph.	➤ Aumento de viscosidad, gelatinosidad, y Ph por arriba de 9.5.	El bicarbonato de sodio así como los lignitos, de ser necesarios.
Bajo Ph.	➤ Ph por debajo de 7 y probablemente aumento de salinidad en el lodo.	Si el Ph es bajo como resultado de flujo de agua salada, ajustar el Ph con sosa cáustica y varita para mantener la densidad.
Sal (Cloruro de Sodio)	➤ aumento de los cloruros viscosidad, gelatinosidad y filtrado.	Agregar dispersantes para mantener las reológicas dentro de su rango o de ser necesario; hacer el cambio de lodo por lodo salado.
Sólidos Arcillosos	➤ Aumento de viscosidad, gelatinosidad y densidad El filtrado no aumenta.	Agregar agua y mantener densidad.
Anhidrita o yeso.	➤ Aumento de la gelatinosidad, viscosidad y el filtrado.	Agregar Soda Asha agregar dispersantes y Agregar sosa cáustica para mantener un Ph de 10 a12.

8.5- FLUIDOS DE TERMINACIÓN Y FLUIDOS EMPACANTES.

A continuación se describen los nombres, las ventajas y desventajas así como los usos potenciales del fluido comúnmente usado en mantenimiento de pozos



En la siguiente nota se describen como interpretar los conceptos de emulsión, mezcla y suspensión.

EMULSIÓN. Es un líquido constituido por dos sustancias no miscibles, una de las cuales se haya dispersa en la otra en forma de gotas pequeñísimas.

MEZCLA. Es la asociación de varios cuerpos sin que exista combinación de las mismas.

SUSPENSIÓN. Es el estado de un cuerpo dividido en partículas muy finas y mezcladas con un fluido sin disolverse en él.

En una suspensión se distinguen dos fases:

- a) **FASE CONTINUA O FASE EXTERNA.-** Es el líquido donde se encuentran suspendidas las partículas de un material (mayor volumen).

- b) **FASE DISCONTINUA O FASE INTERNA.**- Son las partículas sólidas o los glóbulos líquidos que se encuentran suspendidos en la fase continua o líquidos con mayor volumen.

Por ejemplo, en un fluido bentonítico la fase continua es el agua y la discontinua o interna es la arcilla (bentonita). Es importante distinguir esas fases ya que para determinar las propiedades de un fluido, generalmente hay que buscarlas en la fase discontinua; la viscosidad de un fluido dependerá del aumento en la concentración de la fase discontinua y por el contrario un aumento en la fase continua (agua) tenderá a disminuirla.

FLUIDOS BASE AGUA

Un fluido de control es una suspensión de sólidos, líquidos y gases en un líquido que se emplea en los campos petroleros para cumplir ciertas funciones específicas. El agua dulce también se usa como fluido y no lleva mezclado ningún otro elemento.

El uso de fluidos de control base-agua, por su bajo costo en la preparación, manejo y mantenimiento son las más comunes mentes usadas; debiéndose extremar cuidados en aquellos que utilizan base-agua dulce, ya que la pérdida de esta, dañará el yacimiento.

Ahora veremos los principales fluidos base-agua que se utilizan comúnmente, estudiaremos sus propiedades y haremos consideraciones sobre sus aplicaciones.

ESPUMAS

DESCRIPCIÓN.- Las espumas son una combinación de agua, un agente espumante y un gas sometidos a presión. Obteniéndose densidades de 0.10 gr/cm^3 hasta 0.96 gr/cm^3 .

VENTAJAS

- Permiten grandes velocidades anulares: de 400 a 500 pies por minuto.
- No dañan las formaciones productoras.

DESVENTAJAS

- Solo se emplean como fluidos de limpieza.
- Son afectados por la profundidad y la temperatura, por lo tanto no pueden utilizarse en pozos profundos.
- Se utilizan en pozos hasta de 3000 m.
- No controlan la presión de formación.
- No son recuperables.

APLICACIONES

- a) Desarenamiento de pozos.
- b) Desgravado de aparejos con cedazos.
- c) Desplazamiento de fluidos.
- d) Limpieza de pozos (algunas veces utilizando tubería flexible).
- e) Operación de disparos con tuberías represionadas.

SALMUERAS

La utilización de espumas en trabajos de pozos de presionados será únicamente con la finalidad de limpiarlos.

Son soluciones de sales con agua. Estos fluidos causan menos daño a las formaciones productoras.

Su uso en las operaciones de terminación y reparación de pozos es para el control y limpieza de los mismos.

Puede prepararse como:

- a) Salmueras sódicas y cálcicas sin sólidos en suspensión.
- b) Salmueras sódicas y cálcicas con sólidos en suspensión que son solubles con ácido clorhídrico.

SALMUERA SÓDICA

Es una solución formada por agua dulce y sal (cloruro de sodio) su densidad es de 1.19 gr/cm^3 .

VENTAJAS

- No dañan la formación ya que son fluidos libre de sólidos.
- Su costo es muy económico.

DESVENTAJAS

- Limitaciones en el rango de densidad.
- Nulo poder de arrastre por no contener sólidos en suspensión.
- Son corrosivos.
- Son irritantes.
- Al rebasar el límite de saturación se precipita la sal.

APLICACIONES

- a) Se utilizan siempre como fluidos de control.
- b) Permiten fácilmente la introducción de aparejos de bombeo neumático por que estos fluidos no tienen sólidos en suspensión.

SALMUERA CÁLCICA

Es una solución de Cloruro de Calcio en agua. Su densidad máxima es de 1.39 gr/cm³.

VENTAJAS

- No dañan la Formación.
- Permiten efectuar operaciones de conversión de aparejos en los pozos petroleros.

DESVENTAJAS

- Son corrosivas.
- Son irritantes.
- Al rebasar el límite de saturación, se precipita la sal.

APLICACIÓN

Control y limpieza de pozos especialmente si se mezcla con una arcilla cálcica (atapulguita), para darle viscosidad.

SALMUERA CON POLÍMEROS Y DENSIFICANTES

Son soluciones con sales a las que se agregan polímeros para dar viscosidad y gelatinosidad, así como, densificantes para incrementar el valor de su densidad.

VENTAJAS

- Al agregar polímeros se convierte en un fluido de limpieza con gran poder de arrastre.
- Al densificarlo, puede aumentar su densidad hasta 1.70 gr/cm³.
- Contienen sólidos en suspensión que no dañan la formación, ya que son fácilmente solubles en ácidos.

DESVENTAJAS

- Los costos al agregar polímeros aumentan considerablemente.
- Son irritantes (sobre todo la salmuera cálcica).

- Cuando la temperatura pasa de 100°C, se degradan causando problemas de asentamiento.
- Causan problemas de generación de espumas.
- Son corrosivas.

APLICACIONES

- Se utilizan en el control y limpieza de pozos.

IMPORTANCIA DE LA TEMPERATURA EN EL USO DE LAS SALMUERAS

Al utilizar las salmueras es importante tomar en cuenta que éstas son afectadas por la temperatura.

El aumento de la temperatura disminuye la densidad de la salmuera. Recuerde que la temperatura del pozo variará con la profundidad. Para las salmueras, la reducción promedio de densidad es de 0.03 gr/cm³. Este valor será afectado por supuesto al aumentar la temperatura.

La vida productora de un pozo determinará el tipo de fluido y aditivo que se mezclaran para dejar en su interior. Se llama FLUIDOS EMPACANTES (de empaque) a los que van a permanecer ahí confinados durante este periodo entre las paredes de T.R. y T.P. (espacios anulares). Deben recibir un tratamiento especial, que no sean corrosivos para evitar disminuir la vida útil de los elementos de hule (elastómeros) del aparejo de producción.

8.6 FLUIDOS SINTETICOS, FLUIDOS FORMIATOS Y BAJA DENSIDAD

FLUIDOS SINTETICOS

Estos fluidos son sintéticos para, formular lodos de emulsión inversa que pueden ser esteres (aceites sintéticos biodegradables) como fase continua un compuesto sintético biodegradable en vez de diesel. La finalidad de estos fluidos es evitar contaminar el medio ambiente (cosa que no se lograría con lodos de emulsión inversa tradicional), ya que son biodegradables.

Para su preparación y mantenimiento se utilizan la misma mecánica que los lodos de emulsión inversa tradicionales.

El inconveniente de estos fluidos es que son sumamente costosos (el doble o más de los lodos de emulsión inversa tradicionales)

FLUIDOS FORMIATOS

Los fluidos formiatos son compuestos solubles en el agua, (salmueras de formiato) que no contaminan el medio ambiente, por ser biodegradables, tales como:

- Formiato de Potasio (COOH(K))
- Formiato de Sodio (COOH(Na))
- Formiato de Cesio (COCs)

Los cuales son sales alcalinas-metálicas procedentes del ácido fórmico. En muchos aspectos, sus propiedades son mejores que las salmueras convencionales.

Usados como fluido de control o fluido de perforación. Al igual que los aluros (salmueras convencionales como Cloruro de Sodio (NaCl), Cloruro de Calcio (CaCl), cloruro de potasio (KCL)) se usan polímeros para darle suspensión y viscosidad para un buen acarreo del recorte o rebaba de chatarra en la molienda y además se usan productos para controlar el filtrado como los almidones y celulosas.

Las densidades que se logran mediante formiatos fluctúan entre las del agua hasta 1.34 gr/cc. En solución saturada de formiato de sodio; a la 1.60 gr/cc. Obtenible con formiato de potasio saturado; y a la de 2.37 gr/cc. Que se logra con la saturación de formiato de cesio.

Los Formiatos al igual que las salmueras convencionales, carecen de sólidos en suspensión bajo dichas densidades y son por eso ideales para muchas aplicaciones en pozos de petróleo y gas.

Las características reológicas (viscosidad plástica y aparente), y tixotrópicas (gelatinosidad y punto de cedencia), son similares a los lodos tradicionales base agua.

Una ventaja de los fluidos formiatos sobre los fluidos Aluros, es que pueden usarse en zonas ambientalmente sensibles (como en el mar, parques nacionales, reservas ecológicas y zonas altamente pobladas).

FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD

BAJA DENSIDAD FAPX (EMULSIÓN DIRECTA)

Su característica principal se debe a la combinación de líquidos diesel-agua emulsionados en forma directa y esta particularidad nos la proporciona el tipo de emulcificante que se emplea.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
• Permite densidades de 0.81 a 0.92 gr/cm³. • Permite altas velocidades de 70 a 1 000 seg. • A pesar de su alta viscosidad permite establecer excelentes bombeo. • Estable a altas temperaturas hasta 180° C.	• No se densifica. • Al agregar agua en exceso pierde sus propiedades.

Aplicaciones

Se utiliza en pozos depresionados como fluido de control y limpieza, además de servir como fluidos transportador de sal en grano, para control de perdida de circulación en yacimientos depresionados con una relación de 80/20 de aceite y agua dulce respectivamente; se le conoce como (fluido FAPX-SAL en grano).

8.7 TIPOS DE ELIMINADORES DE SÓLIDOS.

Breve descripción del equipo eliminador de sólidos utilizado en los equipos de perforación.

1. Triple tandem. Equipo suministrado por PEMEX como primer frente de separación. Equipo utilizado para eliminar recortes de mayor tamaño, arcillas reactivas y grabas.

2, 3, 4, Tres (3) vibradores (capacidad de 1,500 GPM) alto impacto para gastos superiores a 1,000 GPM Modelos LCM 2D / CM2 (cascada) LCM 2D, LM3 o King Cobra. Estos actuaran como un segundo frente de eliminación, de sólidos perforados, eliminando partículas de 56 micrones en adelante, se utiliza la canasta de alto impacto de limpia lodos como un cuarto o tercer vibrador en casos de emergencia y/o contingencias.



Figura Vibradores de alto impacto capacidad 1,500 (GPM)

LIMPIADOR DE LODO:

Modelo LCM 2D / CMC, KING COBRA. Consta de un desarenador compuesto de dos conos de 12" y un desarcillador dotado de 16 conos de 4" con capacidad total de manejo de 1000 GPM. La descarga pesada de los conos cae a un vibrador de alto impacto, el cual puede finalmente remover partículas desde 44 micrones en adelante.

En las etapas finales de perforación, debido a la gran cantidad de finos existentes en el lodo por efectos de degradación no es recomendable el uso de este equipo, ya que aparte de existir un alto grado de partición de partículas por abrasión tanto en las bombas como en los conos, un porcentaje separado en los hidrociclones cae a la malla del vibrador y retorna al fluido de perforación debido a la diferencia de corte de partículas (24 en conos y 44 en malla 325).

En caso que se use mallas mas cerradas existe una mayor pérdida de material de lodo (barita) y fluido de impregnación. En estas etapas se recomienda el uso de las centrífugas en serie para recuperar el material pesante y limpiar continuamente el fluido del material ultra fino, lo cual evita una degradación continua de partículas teniendo muchas veces que desechar o cambiar el fluido.

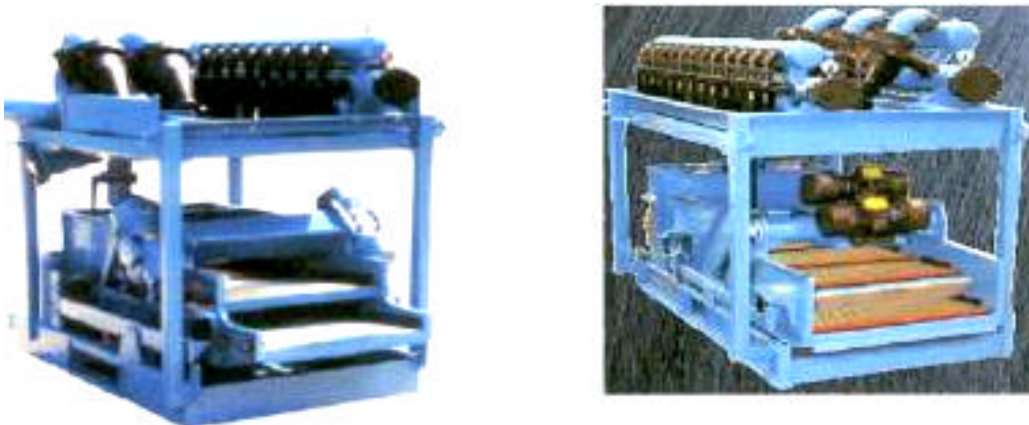


Figura Desarenador de lodos modelo LCM 2D/CMC Y KING COBRA

CENTRIFUGA DE ALTA

MODELO HS – 3400. Usada todo el tiempo como eliminadora de sólidos finos, utilizada para remover sólidos de 2 micrones en adelante.

Las centrifugas adicionales están disponibles para realizar deshidratación del lodo (dewatering) en las etapas con lodo base agua. En tal caso solo se tiene que utilizar un tanque de (6 m³) con agitación adicional para la preparación y mezcla del químico floculante.

Los sólidos producidos por las centrifugas debido a sus características de tamaño son descargados directamente a las góndolas, salvo el caso de la barita recuperada que regresa al sistema de lodos en las presas. Mientras que los afluentes líquidos siempre regresan a las presas de lodo.



Centrifuga SC4



Centrifuga HS-3400

PROPUESTA DE MALLAS A USAR EN LAS DIFERENTES ETAPAS

Las mallas que se utilizan van desde tamaños de 20 hasta 325 mesh para cada uno de los vibradores. Estas cumplen con las especificaciones y características de innovación con el fin de ofrecer un mayor tiempo de vida útil, mayor confiabilidad, mayor rendimiento y una mayor área de trabajo que garanticen una alta eficiencia en el cumplimiento de mantener las propiedades originales del fluido de perforación.

El tamaño de malla a utilizar tanto en los vibradores de alto impacto como en el limpia lodos va a depender de muchos factores inherentes a los cambios de las condiciones de perforación entre las que se incluyen:

- Tipo de barrena utilizada
- El volumen o caudal de circulación
- Reología del fluido de perforación
- Características de las formaciones perforadas
- Inhibición del fluido base agua.

ETAPA	TIPO MALLA	TAMAÑO MALLA VIBRADOR ALTO IMPACTO	TAMAÑO MALLA LIMPIA-LODOS
CONDUCTOR (26", 17-1/2")	Diamondback™ Blue Hex SM HCR®	50, 70, 84, 110	110 - 175
17 – 1/2"	Diamondback™ Blue Hex SM HCR® Pinchale	12 – 80 (CANASTA SUPERIOR CASCADA) 110, 140	175 - 210
12", 12 – 1/4"	Diamondback™ Blue Hex SM HCR® Pinchale	20 – 80 (CANASTA SUPERIOR CASCADA) 140, 175	210 - 275
8 – 3/8", 8 – 1/2"	Diamondback™ Blue Hex SM HCR® Pinchale	20 – 80 (CANASTA SUPERIOR CASCADA) 175, 250	275 - 325
5- 7/8"	Diamondback™ Blue Hex SM HCR® Pinchale	12 – 80 (CANASTA SUPERIOR CASCADA) 110, 140	275 - 325

8.8 MANEJO Y CONTROL DE LOS RECORTES DE PERFORACIÓN

DESHIDRATADOR DE RECORTES (Tornado)

Centrifuga cónica rotatoria utilizada para recuperar fluidos de impregnación y contaminación de los recortes, ofreciendo valores menores al 20% de líquidos totales en los recortes descargados a la góndola.

El fluido recuperado de acuerdo a sus características y análisis efectuado se regresa al sistema de lodos en las presas previa centrifugación del mismo. Capacidad de proceso hasta 35 ton/hora. El equipo se utiliza tanto en las etapas de base agua como en las de emulsión inversa.



Recortes Base Agua (Tornado)



Recortes Base Aceite (Tornado)



Dehidratador de Recortes (Tornado)

CENTRIFUGA DE BAJA: Modelo SC4

Atizada durante toda la perforación del pozo. Esta centrifuga se instala de manera que pueda usarse como recuperadora de material pesante (barita) o como eliminadora de sólidos finos. Lo anterior resulta de gran utilidad sobre todo cuando se tiene que reducir el peso del lodo sin tener que usar volúmenes adicionales de dilución, en este equipo se remueven partículas desde 5 micrones en adelante.

8.9 MEDIDAS PREVENTIVAS PARA EVITAR UN IMPACTO AL MEDIO AMBIENTE

Los fluidos de Perforación y Mantenimiento de Pozos tiene incorporados una variedad de productos y materiales químicos (sólidos y líquidos), que pueden resultar peligrosos en su manejo, causando daños tóxicos, respiratorio, visuales y quemaduras. Las medidas preventivas y el equipo de protección personal adecuado deberán aplicarse al momento de manipular, mezclar y tratar estos materiales químicos.

El entorno ecológico terrestre y medio ambiente marino debe considerarse uno de los recursos más preciados y comprometidos a preservar. Por lo que los fluidos que se utilizan en los pozos, como los que estos aporten podrán dañarlo. Para evitar lo anterior, deberán respetarse las reglamentaciones nacionales e internacionales relacionados a derrames, el manejo y transporte de los fluidos y principalmente difundirlos a todo el personal.

Equipo especial cuando se usan lodos Base Aceite para prevención de pérdidas en la superficie. El equipo y los arreglos especiales al mismo, son de importancia particular cuando se usa un lodo base aceite; en virtud de su costo y de que lodo "nuevo", no se prepara como en el caso del lodo base agua, es esencial mantener en un mínimo las pérdidas en la superficie.

- Tener instalada válvula inferior en la flecha (Macho Kelly), que evitara el tiradero de lodo por cada conexión.
- Vibrador Doble con mallas finas, para evitar la acumulación de recortes en el lodo; puede usarse una malla de 30 a 50 en la parte superior y malla 80 en la parte inferior.
- Chaqueta de lodos, para evitar pérdidas de lodo cuando se efectúan desconexión de T. P., deberá tener una conexión con manguera flexible en la parte inferior de esta y el otro extremo a la línea de flote.
- Hules limpiadores de T. P.
- Vías de drene, instalados alrededor de los petatillos de estiba de T. P., con conexión a la línea de flote.
- Vías de drene y depósito para desviar el agua de lavado, de las entradas al sistema de lodo, ya que dicha agua perjudica al lodo.
- Desarenadores de alta presión y centrífugas de decantación que reducen el contenido de sólidos perforados con lodos de baja densidad (1 a 1.38 gr/cc).
- Cobertizos en las presas, para protegerlas de las lluvias.
- Charola ecológica, para evitar derrames de lodo.
- Contenedores.
- Góndolas para transportar recortes.
- Instalación de Geomembrana en cada componente del equipo.
- Trascabo para llenar las góndolas de recortes.
- Enviar recortes a plantas especializadas.

- Checar bien los tapones de las presas antes de agregarle el lodo para evitar fugas o filtraciones.
- Verificar que los equipos de control de sólidos sus descargas estén a los canales recolectores.
- Mantener el Contrapozo, vacío y limpio.
- Vigilar carga y descarga de las pipas con lodo o diesel, para evitar derrames.

CAPITULO 9

HIDRAULICA BASICA

9.1.- CALCULO DEL GASTO DE LAS BOMBAS DE LODOS

Formula para determinar el gasto en litros por minuto en una Bomba Triplex de simple acción, considerando un 90% de eficiencia.

$$Q = 0.0386 \times L \times D^2 = \text{lt/emb.}$$

$$Q = 0.0102 \times L \times D^2 = \text{gal/emb.}$$

Donde:

Q = capacidad de la Bomba (litros x emboladas o galones x embolada).

L = longitud de la carrera (pulgadas).

D² = diámetro de la camisa (pulgada).

Ejemplo:

Bomba Triples 8 ½"x 12"

$$Q = 0.0386 \times 12 \times 6.5^2 = 19.57 \text{ Lt/emb} \times 0.90 \% = 17.61 \text{ lt/emb.}$$

$$Q = 0.0102 \times 12 \times 6.5^2 = 5.17 \text{ Gal/emb} \times 0.90 \% = 4.85 \text{ gal/emb.}$$

Gasto de la Bomba:

Gasto = Litros x Embolada x Embolada por minuto

$$\text{Gasto} = 17.61 \times 100 = 1761 \text{ lt/min.}$$

9.2.- CALCULO DEL TIEMPO DE ATRASO Y DE UN CICLO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN:

Volumen (es la porción de espacio ocupada por un cuerpo).

$$\text{Volumen Anular } (D^2 - d^2) \times 0.5067 = \text{lt/m.}$$

Donde:

D² = diámetro de la barrena.

d² = diámetro exterior de la TP.

0.5067 = factor (constante) para transformar pg² lt/m.

Ejemplo:

Cual será el Volumen en el espacio anular entre un agujero de 12" y TP de 5" a una profundidad de 500 m.

$$V_a = (12^2 - 5^2) \times 0.5067$$

$$V_a = (144 - 25) \times 0.5067$$

$$V_a = (119) \times 0.5067 = 60.29 \text{ lt/m.}$$

$$V_a = 60.29 \times 500 = 30.148 \text{ l}$$

Capacidad TP 5" 19.5 lb/ Pie.

$$C.T.P. = (DI)^2 \times 0.5067$$

$$C.T.P. = (4.276)^2 \times 0.5067 = 9.26 \text{ lt/m.}$$

$$C.T.P. = 9.26 \times 500 = 4630 \text{ lt}$$

Tiempo de Atraso

$$T.A. = \frac{\text{Volumen anular en litros}}{\text{Gasto de la Bomba lt/min.}} = \text{Tiempo en minuto}$$

$$T.A. = \frac{30148 \text{ lt.}}{1761 \text{ lt/min.}} = 17.1 \text{ min.}$$

Ciclo Completo del Fluido de Perforación:

$$\text{Ciclo} = \frac{\text{Volumen Anular en Litros} + \text{Volumen Interior de T.P.}}{\text{Gasto de la Bomba en Litros por Minuto}} = \text{Tiempo}$$

$$\text{Ciclo} = \frac{30148 + 4630}{1761} = 19.74 \text{ min.}$$

9.3.- CONCEPTO DE VELOCIDAD ANULAR

La velocidad anular es la velocidad con que viaja el fluido a la superficie.

CONCEPTO DE ESPACIO ANULAR

Es el claro que queda comprendido entre el interior del agujero o tubería de revestimiento y el diámetro exterior de la T.P. utilizada. Este espacio es por donde regresan los fluidos del fondo del pozo hacia la superficie a través de la línea de descarga (línea de flote) localizada arriba del conjunto de preventores sirve de conducto para que los fluidos regresen así las presas.

$$Va = \frac{24.5 \times Q}{D^2 - d^2} = \text{p/min.}$$

Donde:

Va = Velocidad Anular en p/min.

Q = Gasto de bomba en gal/min.

D² = Diámetro del agujero en (pulgadas)

d² = Diámetro de la T.P. en (pulgadas).

Ejemplo:

T.P. 4 ½".

Agujero 9 ½"

Gasto 350 gal/min.

$$Va = \frac{24.5 \times 350}{9 \frac{1}{2}''^2 - 4 \frac{1}{2}''^2} =$$

$$Va = \frac{8,578.5}{90.25 - 20.25} =$$

$$Va = \frac{8,578.5}{70} = 122.5 \text{ P/min.} / 3.28 = 37.35 \text{ m/min.}$$

9.4.- CRITERIO DE HIDRÁULICA (Gastos adecuados para perforar)

En las operaciones de perforación de los pozos petroleros, la limpieza y el máximo caballaje en la barrena, son factores importantes para lograr una mayor velocidad de penetración en la barrena.

Por ello es importante emplear la potencia óptima de la bomba y eso lo lograremos conociendo los componentes del equipo superficial.

El elemento principal de la hidráulica son: las bombas de lodo, si estas no cumplen con la eficiencia requerida, la hidráulica aplicada no va a funcionar.

Es por esto que desde que se diseña la perforación de un pozo, también se diseña la potencia hidráulica en la barrena, en (HP), con el propósito de mejorar la limpieza del fondo del agujero y en consecuencia mejorar la velocidad de penetración.

LOS PARÁMETROS MÁS USUALES PARA EL DISEÑO SON

- Gasto óptimo o máximo para la barrena.
- Índice de energía hidráulica en la barrena (IEHP).
- Presión en las toberas.

GASTOS Y VALORES DE LIMPIEZA PARA ACARREO DE LOS RECORTES

- Mínimo: 30 galones por pulgada de diámetro de la barrena
- Óptimo: 40 galones por pulgada de diámetro de la barrena.
- Máximo: 60 galones por pulgada de diámetro de la barrena.

Ejemplo:

Barrena Triconica de 8 ½".
8.5 x 40 = 340 G. P. M.

Barrena P. D. C., de 8 ½".
8.5 x 60 = 510 G. P. M.

ÍNDICE DE ENERGÍA HIDRÁULICA EN LA BARRENA: Por estadística de campo, en agujeros mayores de 12 ¼" el índice de energía HP en la barrena será mas bajo y en agujeros menores de 12 ½, el índice de energía mejora.

Como mínimo deberá de haber 2.5 HP en la barrena cumpliéndose este valor todos los parámetros que componen la hidráulica aplicada se cumplirán en forma aceptable.

Como máximo 5 HP en la barrena se estará optimizando la hidráulica aplicada.

Ejemplo:

Criterios de hidráulica.- Índice de energía hidráulica en la barrena:

ÁREA DE LA BARRENA:

$$?/4 (D)^2 = 0.7854 (8.5)^2 = 56.74" = pg^2$$

Donde:

0.7854 es el resultado de dividir π entre 4

D = diámetro de la barrena

ÁREA DE TOBERAS:

$$? (D)^2 \times 3 = 0.7854 (12/32)^2 \times 3 = 0.7854 (0.375)^2 \times 3 = 0.331 pg^2$$

Donde:

D = diámetro de cada tobera.

3 = numero de toberas en la barrena.

Bomba de lodo Ideco 1200. 12"x 6"

Presión máxima de descarga =

$$\text{Gasto} = 0.0102 \times 12 \times 36 = 4.4 \text{ gal/min.} \times 82 \text{ e p m.} = 360 \text{ gal/min.}$$

Donde:

e p m = emboladas por minuto necesarias para obtener el gasto optimo.

Lodo. E .I. (emulsión inversa) 1.55 gr /cc. $\times 8.33 = 12.9 \text{ lb/gal.}$

8.33 = factor para convertir gramos por centímetros cúbicos a libras por galón.

CAÍDA DE PRESIÓN EN TOBERAS

$$?P = \frac{\text{Den.} \times Q^2}{10858 \times ? \text{ tob.}^2} = ?P = \frac{12.9 \times 360^2}{10858 \times 0.331^2} = \frac{1671840}{1189.6133} = 1405.3 \text{ psi.}$$

Donde:

Den. = densidad del lodo en libras por galón.

Q = gasto de la bomba en galones x minuto.

10858 = constante.

Psi. = libras por pulgada cuadrada.

ÍNDICE DE ENERGÍA HIDRÁULICA

$$\text{IEHP} = \frac{?P \times Q}{1714 \times \text{Área Aguj.}} = \text{IEHP} = \frac{1405.3 \times 360}{1714 \times 56.17} = \frac{505908}{97252} = \text{caballos de fuerza}$$

$$= 5.2 \text{ HP}$$

Donde:

IEHP =Índice energía hidráulica.

?P =Caída de presión.

Q =Gasto de la bomba galones por minuto

H.P. =Caballos de fuerza.

LOS SIGUIENTES SON DATOS QUE PUEDEN SER DE UTILIDAD PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRAULICA

- Que la caída de presión a través de la barrena sea de 50 a 65% de la presión de bombeo.
- Se recomienda que el índice de limpieza sea entre 2.5 a 5 Hp/ pg² de área del agujero.
- Como regla se recomienda el caballaje utilizado a altas velocidades de penetración sea limitado a raíz cuadrada de la velocidad de penetración en pies/hr (ejemplo: 4 Hp para 16 pies/hr ó 5 Hp para 25 pies/hr).
- Con caballaje arriba de 5 Hp/ pg² de área del fondo, puede causar falla ó fractura rápida de la barrena.
- Utilizar velocidad de flujo de 30 a 60 gpm/pg de diámetro de la barrena. El gasto debe ser suficiente para limpiar la barrena, pero también una alta velocidad de flujo puede dañar la barrena y erosionar la pared del agujero. Los valores mencionados, son aproximados y empíricos pero en la practica dan buenos resultados. Altas velocidades pueden dañar la barrena, causar erosión y altas presiones en el espacio anular.
- La perforación más efectiva ocurre cuando la optimización se encuentra entre el máximo Hp y máximo impacto.
- El impacto es maximizado cuando alrededor del 50% de la presión de bomba es utilizada a través de las toberas de la barrena.
- Preferir condiciones de flujo y presiones bajas en el espacio anular, de preferencia flujo laminar, ya que causa menos lavado y erosión de la pared del pozo, menos perdida d fluido y mejor transporte de los recortes que el flujo turbulento.
- El uso de dos toberas puede dar una limpieza en el fondo del pozo y una penetración mas elevada. Sin embargo, la alta velocidad de penetración por el uso de dos chorros con barrenas grandes, causa un desequilibrio del flujo y los recortes interfieren con la acción de corte de un cono, lo cual puede acortar la vida de la barrena. Por lo que esta práctica solo se recomienda en barrenas con diámetros menores 9 ½" y velocidades de penetración menores a 15 m/hr, tomando en cuenta el tipo de formación, de barrena y no requiera el uso de obturantes.

9.5.- CAÍDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN UN SISTEMA DE CIRCULACIÓN

Cuando un fluido fluye dentro de una tubería, la fricción del fluido con las paredes, origina una caída de presión que se incrementa al aumentar la profundidad del pozo.

PRINCIPIOS GENERALES:

- Con tuberías del mismo diámetro, la pérdida de presión debido a la fricción es proporcional a la longitud de la tubería y ligeramente proporcional a la velocidad del fluido.
- La pérdida de presión en tuberías de gran diámetro, es menor que en las tuberías de menor diámetro a la misma velocidad de flujo.
- A una presión dada, proporcionada por la bomba de lodo, habrá pérdidas de presión a través de todo el sistema de circulación, desde la succión de la bomba hasta la descarga en la línea de flujo (línea de flote).
- A mayores profundidades, habrá mayores pérdidas de presión, debido al aumento de distancia con la fuente de presión (bombas de lodos). Por eso al aumentar la profundidad de los pozos, se han tenido que adquirir equipos con bombas de lodos más potentes.
- La pérdida de presión a través de las sartas de trabajo y lastrabarrenas, varían de acuerdo a sus diámetros interiores y longitud, así como por la velocidad del fluido.
- En el caso de las barrenas o molinos, al disminuir el tamaño de los orificios de salida, habrá mayor pérdida de presión, pero habrá mayor velocidad de chorro (mayor impacto).
- En la pérdida de presión alrededor de los lastrabarrenas, sartas de trabajo, dependerá del diámetro interior del agujero y del diámetro exterior y longitud de cada sarta.

PARTES MÁS CRÍTICAS PARA MEDIR PÉRDIDAS DE PRESIÓN: Para determinar la pérdida de presión en el sistema de circulación, se utilizan en la práctica ciertos puntos del sistema que por su ubicación estratégica nos permiten calcular la pérdida de presión en ellos y ofrecen así datos para calcular la presión total del sistema. Estos puntos aparecen en la siguiente figura:

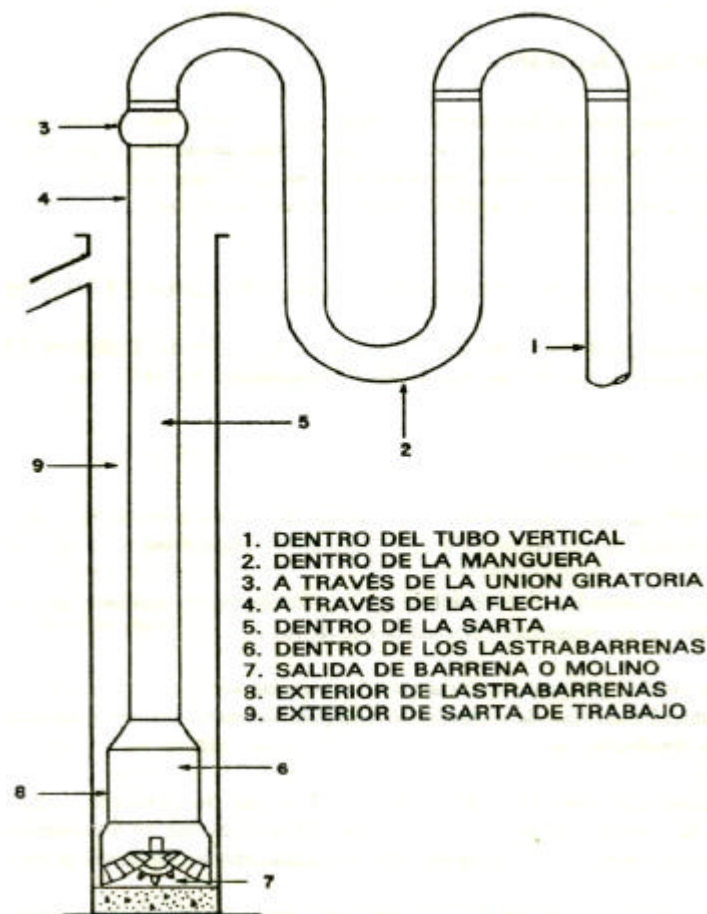


Fig Ubicación de pérdidas de presión

CÁLCULO DE PÉRDIDA DE PRESIÓN:

Es necesario e importante que usted conozca como se calcula las Pérdidas o Caídas de Presión en un sistema de Circulación. Seguidamente se le proporciona una fórmula sencilla, que le permitirá calcular la Caída de Presión en los flujos turbulentos que normalmente se producen en el interior de la tubería de perforación y mantenimiento de pozos, sargas de trabajo, lastrabarrenas y conexiones superficiales.

FORMULA PRESTON L MOORE

$$\Delta P = \frac{92.8 \times 10^{-5} \times \text{den.} \times Q^{1.86} \times L}{d^{4.86}}$$

Donde:

ΔP = Caída de Presión en kg/cm²

Den. = Densidad del fluido de control en gr/cm³.

Q = Gasto de la bomba en lt/min.

L = Longitud de tuberías o circuito superficial en m.

d = Diámetro interior de tuberías o de circuito superficial en cm.

92.8; 10⁻⁵; 4.86; 1.86 = Constantes.

9.6 DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN

En todo pozo petrolero, cualquiera que sea su profundidad, si el fluido no está circulando, se ejerce una presión hidrostática que estará en función de la profundidad y la densidad del fluido de control. Al iniciarse la circulación se presentan dos presiones

La hidrostática.

La necesaria para hacer circular el fluido por el espacio anular hacia la superficie.

La suma de estas dos presiones representa el valor de la presión de circulación en el fondo:

PRESIÓN DE CIRCULACIÓN DE FONDO:

$$PCF = P_h + \Delta P_{ea}$$

Donde:

PCF = Presión de Circulación de Fondo en kg./cms²

P_h = Presión hidrostática en kg. /cms²

ΔP_{ea} = Caída de Presión en el espacio anular en kg./cms²

Estas dos presiones, en el fondo del pozo vienen a modificar aparentemente la densidad del fluido, a esta resultante, que siempre será mayor a la original, se le llama densidad equivalente de circulación.

Los factores que afectan la densidad equivalente de circulación, son:

Punto de cedencia (YP)
Viscosidad plástica (Vp)

Mientras mayor sea la densidad equivalente de circulación, habrá más consumo de potencia de la bomba y sobre todo, será más factible inducir pérdida de fluido a la formación, principalmente en zonas de alta permeabilidad y cavernosas.

Fórmula para determinas la DEC, en el sistema métrico decimal

$$DEC = \frac{PCF}{H \times 0.1} \quad \text{ó} \quad \frac{PCF \times 10}{H}$$

Donde:

DEC = Densidad equivalente de circulación en gr/cm³
PCF = Presión de circulación de fondo en kg./cms²
H = Altura o profundidad en mts.
0.1 = Gradiente de presión en kg./cms²/m
10 = Constante.

Método Empírico:

$$DEC = \frac{\% PB \times 10}{H} + DL$$

Donde:

DEC = Densidad equivalente de circulación en grs./cm³
% PB = Caída de presión (%)
10 = Constante.
DL = Den. del lodo en grs./cms³
H = Profundidad en mts.

Diam de barrena pulgadas.	Caídas de presión de bombeo (%)
17 ½"	10
8 ½"	15
5 ?"	20
5 ?"	30

9.7.- MÚLTIPLES DE VÁLVULAS DEL TUBO VERTICAL, UNIÓN GIRATORIA, MANGUERA DE 55' Y DE UNIÓN RÁPIDA:

Es importante que el diámetro interior de los componentes del equipo superficial , manguera de descarga de la bomba, maniquí de las bombas, tubo vertical, mánifull del tubo vertical, manguera rotatoria, unión giratoria y flecha, sean estandarizados a un solo diámetro interior con el fin de evitar múltiples caídas de presión en el sistema superficial. (A diámetros interiores reducidos, mayores caídas de presión, a diámetros interiores más amplios menores caídas de presión).

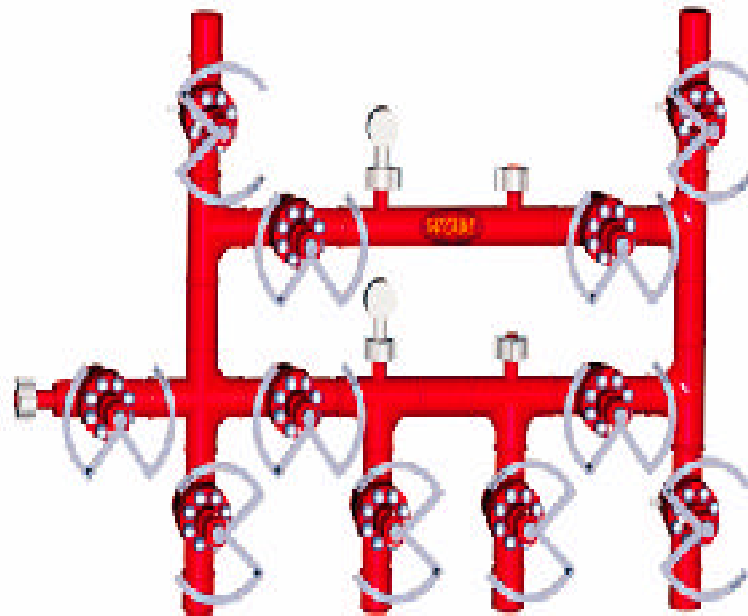
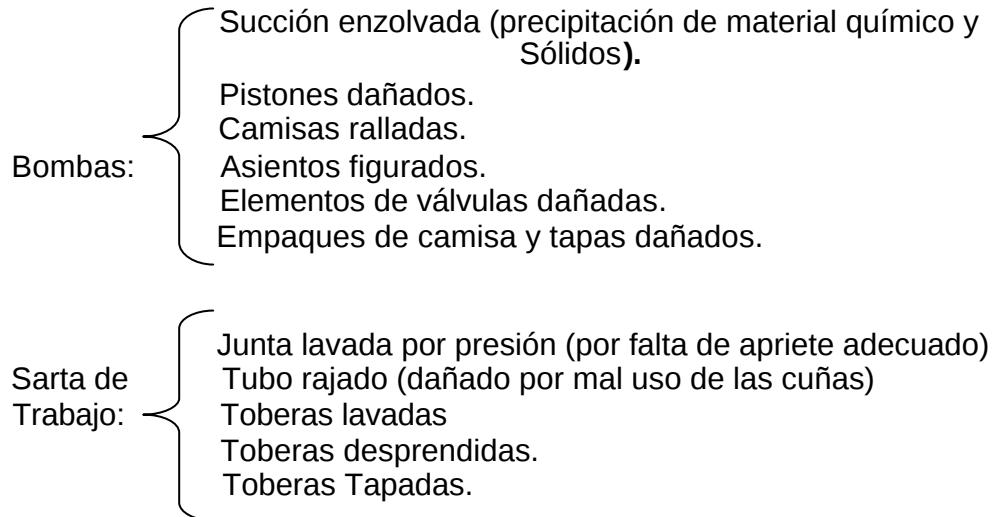


Fig Manifold de circulación del tubo vertical (stand pipe)

9.8.- ANÁLISIS DE PROBLEMAS MÁS FRECUENTES EN LOS SISTEMAS CIRCULATORIOS:



CAPITULO 10 BARRENAS

10.1 CLASIFICACIÓN DE BARRENAS

¿QUÉ ES UNA BARRENA?

Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la información durante el proceso de la perforación rotaria.

Su función es perforar los estratos de la roca mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión y de la rotación de la barrena.

COMPONENTES DE UNA BARRENA

EL CUERPO DE UNA BARRENA TRICÓNICA CONSISTE EN

- a) Una conexión roscada (piñón) que une la barrena con una doble caja del mismo diámetro de los lastrabarrenas.
- b) Tres ejes (muñón) del cojinete en donde van montados los conos.
- c) Tres conos.
- d) Los depósitos que contienen el lubricante para los cojines.
- e) Los orificios (toberas) a través de los cuales el fluido de perforación fluye para limpiar del fondo el recorte que perfora la barrena.
- f) Cortadores (dientes o insertos).
- g) Hombro de la barrena.

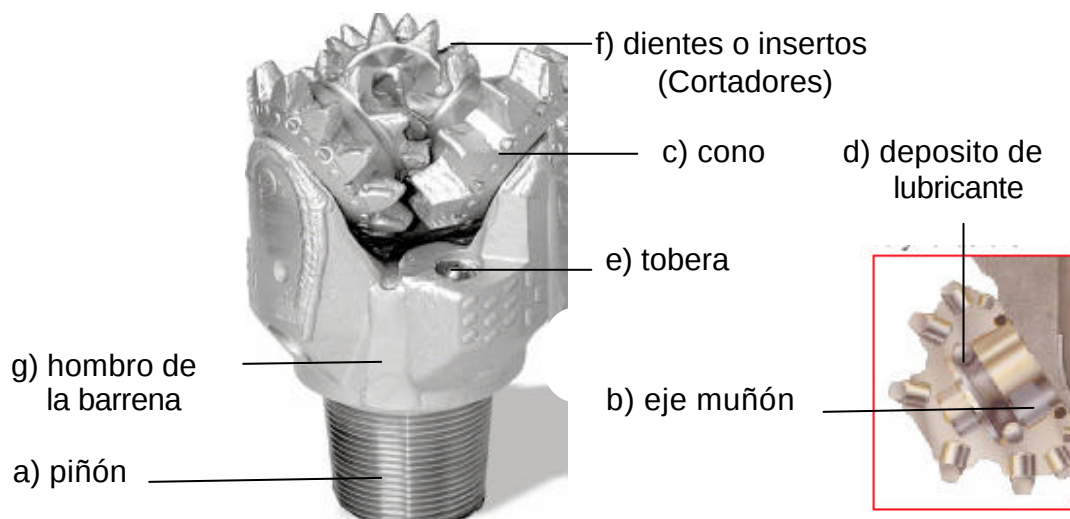


Figura Componentes de una barrena Triconica

EL CUERPO DE UNA BARRENA PDC

- a) Una conexión roscada (piñón) que une la barrena con una doble caja del mismo diámetro de las lastrabarrenas.
- b) Numerosos elementos de corte policristalino (cortadores).
- c) Aletas (en algunos modelos).
- d) Los orificios (toberas) a través de los cuales el fluido de perforación fluye para limpiar del fondo el recorte que perfora la barrena.
- e) Hombro de la barrena.

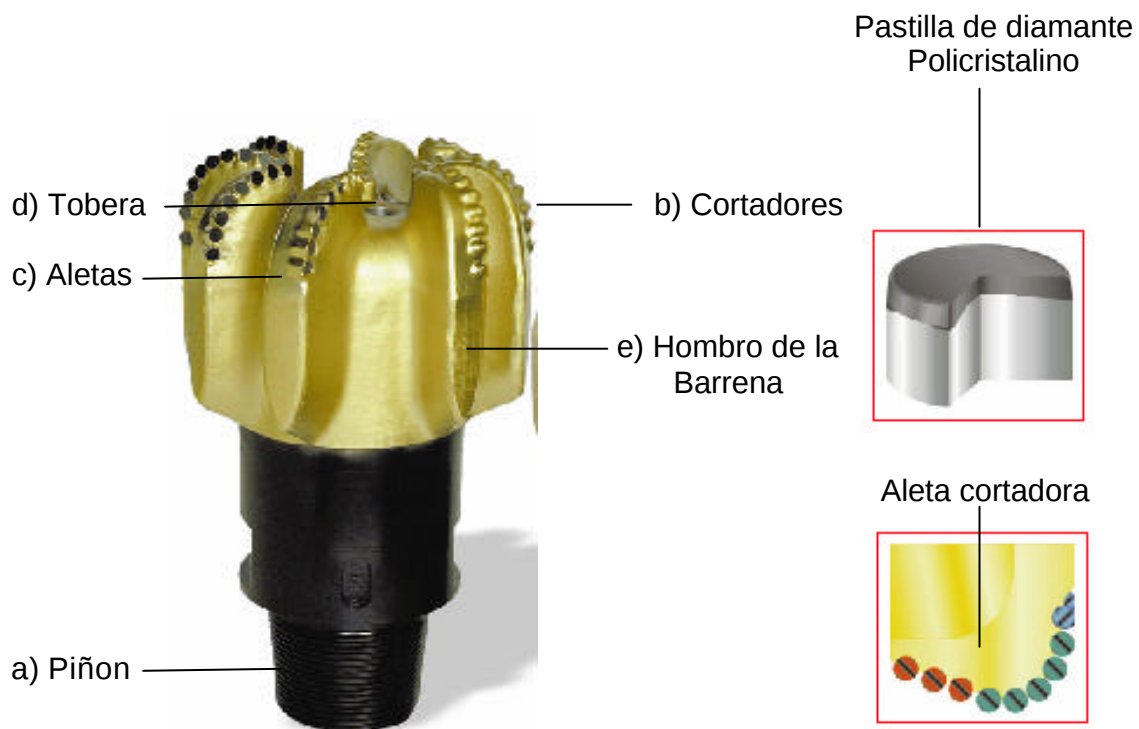


Figura Componentes de una barrena PDC

CONOCIMIENTOS GENERALES DE BARRENAS

En la actualidad existen varios tipos de barrenas para la perforación de pozos petroleros que difieren entre sí, ya sea en su estructura de corte o por su sistema de rodamiento, por ejemplo, cuando son de tres conos o por los materiales usados en su construcción. De acuerdo con lo anterior, las barrenas se clasifican en:

- Barrenas tricónicas.
- Barrena de cortadores fijos.
- Barrenas especiales.



Figura barrenas tricónicas



Figura barrenas de cortadores fijos

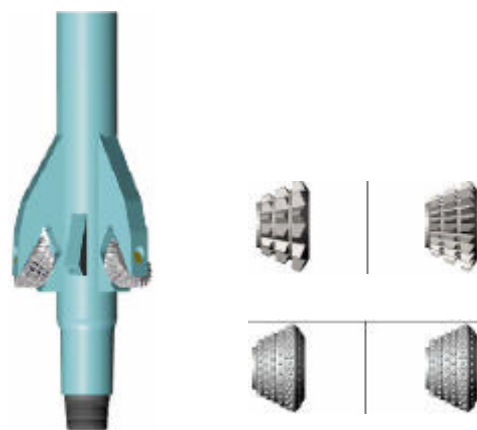


Figura barrenas especiales

BARRENAS TRICÓNICAS

Las barrenas tricónicas tienen 3 conos cortadores que giran sobre su eje. Por su estructura de corte se fabrican de dientes y de inserto de carburo de tungsteno



Figura



Figura

Por su sistema de rodamiento pueden ser de balero estándar de balero sellado y de chumaceras.



Figura balero estandar

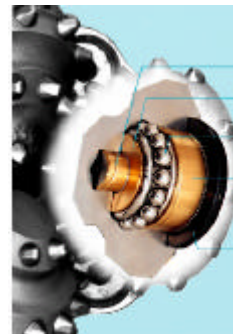


Figura balero sellado

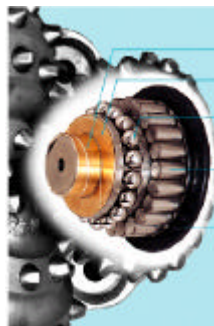


Figura chumacera

Actualmente las barrenas tricónicas sólo son usadas en las primeras etapas de la perforación.

APRIETE RECOMENDADO PARA EL PIÑÓN DE LAS BARRENAS

Diámetros de las barrenas (pg)	Tamaño del piñón API. reg. (pg)	Torque recomendado			
		(pie/lb)		(k/m)	
		MIN.	MAX.	MIN.	MAX.
36" - 20"	8 5/8"	40.000	60.000	5.530	8.300
18 1/2" – 14 3/4"	7 5/8"	34.000	40.000	4.700	5.530
12 1/4" – 8 5/8"	6 5/8"	28.000	32.000	3.870	4.420
8 1/2" – 8 1/4"	4 1/2"	12.000	16.000	1.660	2.210
6 1/2" – 5 5/8"	3 1/2"	7.000	9.000	970	1.245
4 1/8" – 4"	2 2/8"	3.000	3.500	410	480

1.- El apriete recomendado para las barrenas requieren menos fuerzas de torsión que para los lastrabarrenas.

2.- Para el apriete con llaves BJ dividir el rengo de apriete, recomendado entre la longitud de la llave en pies, y el resultado será la calibración que se le debe dar al amperímetro.

3.- Para convertir la lectura del amperímetro a lbs-pie, multiplicarse por 16.8 y viceversa.

TORQUE RECOMENDADO BARRENAS Y MOLINOS.

Diámetro de la barrena	Piñón API. reg.	Torque Recomendado (pies – lb)
3 3/4"	2 3/8"	3, 000 – 3, 500
4 5/8" – 5"	2 7/8"	6, 000 – 7, 000
5 1/8" – 7 3/8"	3 1/2"	7, 000 – 9, 000
7 1/8" – 9"	4 1/2"	12, 000 – 16, 000
9 5/8" – 9 7/8"	5 1/2"	23, 000 – 27, 000
9 5/8" – 26"	6 5/8"	28, 000 – 32, 000
14 3/4" – 26"	7 5/8"	34, 000 – 40, 000
17 1/2" – 26"	8 5/8"	40, 000 – 60, 000

BARRENAS DE CORTADORES FIJOS

Las barrenas de cortadores fijos son cuerpos compactos, sin partes móviles, con diamantes naturales o sintéticos incrustados parcialmente en su superficie inferior y lateral que trituran la formación por fricción o arrastre.

Se dividen en:

- Barrenas de diamante natural
- Barrenas de diamante Térmicamente estable (TSP)
- Barrenas compactas de diamante policristalino (PDC)

Las barrenas de diamante natural tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de matriz o de acero. Su tipo de corte es de diamante natural (el diamante es el material más duro hasta ahora conocido) incrustado en el cuerpo de la barrena.

El uso de estas barrenas es limitado en la actualidad, salvo en casos especiales para perforar formaciones muy duras y abrasivas.



Figura Barrena de diamante natural

BARRENAS DE DIAMANTE TÉRMICAMENTE ESTABLE (TSP)

Las barrenas térmicamente estable (TSP). Son usadas para perforar rocas duras, por ejemplo caliza dura, basalto y arenas finas duras, entre otras.



Figura Barrena de diamante TSP

BARRENAS DE COMPACTO DE DIAMANTE POLICRISTALINO (PDC)

Las barrenas PDC pertenecen al conjunto de barrenas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos.



Figura Barrena de compacto de diamante policristalino (PDC)

Su diseño de cortadores está hecho con diamante sintético en forma de pastillas (compacto de diamante), montadas en el cuerpo de los cortadores de la barrena, pero a diferencia de las barrenas de diamante natural y las STP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas.

Este tipo de barrenas es la más utilizada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros.

BARRENAS ESPECIALES

Las barrenas especiales pueden ser de dos tipos: ampliadoras o bicéntricas y se utilizan para operaciones tales como: la ampliación del diámetro del agujero, ya sea desde la boca del pozo (superficial) o desde una profundidad determinada.



STRWD

Figura Barrena bicéntrica

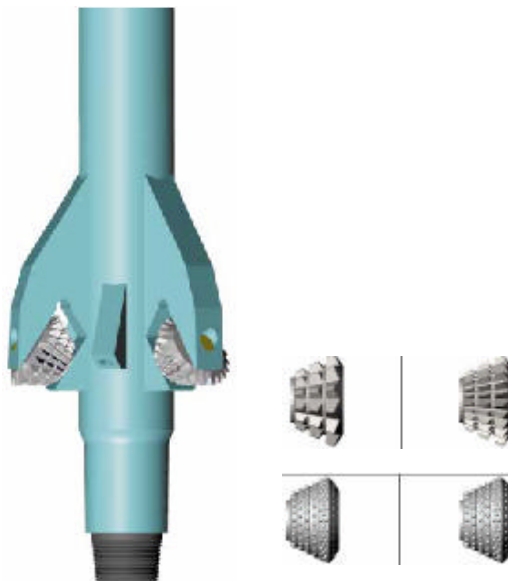


Figura Barrena ampliadora

CÓDIGO IADC PARA BARRENAS TRICÓNICAS Y DE CORTADORES FIJOS

Las barrenas se fabrican para diferentes tipos de formaciones que generalmente son:

- Formaciones suaves.
- Formaciones medias.
- Formaciones duras.
- Formaciones extraduras.

Para evitar confusión entre los tipos de barrenas equivalentes en relación con sus distintos fabricantes se creó el código IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación), de clasificación de tres dígitos, como se ilustra en la tabla.

	1 dígito		2 dígito		3er dígito																																			
	Sistema de corte		Dureza		Sistema de Rodamiento																																			
					1	2	3	4	5	6	7	8	9																											
Diente de acero	1	Dientes de acero para formación blanda	1	Suave																																				
			2	Medio suave																																				
			3	Medio duro																																				
			4	Duro																																				
	2	Dientes de acero para formación media	1	Suave																																				
			2	Medio suave																																				
			3	Medio duro																																				
			4	Duro																																				
	3	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave																																				
			2	Medio suave																																				
			3	Medio duro																																				
			4	Duro																																				
Dientes de inserto	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1	Suave	Toberas para lodo y baleros estándar	Toberas aire/lodo y balero estándar	Protección al calibre y balero estándar	Balero sellado y autolubricante	Balero sellado y protección al calibre	Chumacera sellada	Chumacera sellada y protección al calibre	Para perforación direccional	Otros																											
			2	Medio suave																																				
			3	Medio duro																																				
			4	Duro																																				
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1	Suave																																				
			2	Medio suave																																				
			3	Medio duro																																				
			4	Duro																																				
	6	Dientes de inserto para formación media	1	Suave																																				
	7	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave																																				
			2	Medio suave																																				
			3	Medio duro																																				
			4	Duro																																				
8	Dientes de inserto para formación extra dura	1	Suave																																					
		2	Medio suave																																					
		3	Medio duro																																					
		4	Duro																																					

Como ejemplo de lo anterior, describiremos un tipo de barrenas correspondientes a tres dígitos.

Si tenemos una barrena tipo 527.

El primer dígito identifica el **sistema de corte**, en este caso tenemos una barrena de **dientes de inserto para formación blanda**.

El segundo dígito nos da a conocer la **dureza** de la formación, y aquí corresponde a una **medio suave**.

El tercer dígito corresponde al **sistema de rodamiento**, siendo para esta barrena, de **chumacera sellada y protección al calibre**.

CÓDIGO IADC PARA BARRENAS DE CORTADORES FIJOS

La finalidad del código IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación) es solamente un medio para agrupar el aspecto general de las barrenas de cortadores fijos. A diferencia de la clasificación IADC para barrenas tricónicas, el código IADC para barrenas de cortadores fijos no los relaciona con la formación por perforar. Únicamente se pueden identificar sus características más elementales. La elección de tipos específicos de barrenas debe hacerla una persona que esté bien enterada de la tecnología de barrenas así como de su disponibilidad.

La clasificación se representa mediante un código de cuatro cifras:

1. Material del Cuerpo:

De acero o de matriz.

2. Densidad de cortadores:

Para barrenas PDC, este dígito va de 1 a 5.

Mientras más bajo es el número, menos cortadores

Tiene la barrena.

3. Tamaño de los cortadores:

Este dígito indica el tamaño de cortador que se usa.

Puede ser 1, 2 o 3, de diámetro en orden descendente.

4. Forma:

El último dígito indica el estilo general del cuerpo de la barrena y varía de

1 (forma achatada) a 4 (flanco largo).

CLASIFICACIÓN DE TOBERAS

La tobera juega un papel muy importante en la perforación de un pozo, ya que por medio de las toberas se nota el avance de la barrena.

Existen 3 tipos de toberas:

- Roscables (hexagonal y cuadrado).
- De clavo o seguro (figuras)
- De candado (figura)



Figura Toberas de Barrena

EVALUACIÓN DE BARRENAS.

CALIBRACIÓN

La calibración en las barrenas, se realiza para medir el desgaste que han tenido en el transcurso de las horas-trabajo de éstas. El calibrador que se utiliza para las barrenas tricónicas es una regla en forma triangular que mide el desgaste de los conos.

En el caso de que no se cuente con un calibrador de fábrica, se utiliza una lámina de acero, en forma de anillo, con agarradera y una regla. El anillo deberá tener el diámetro de la barrena que se va a usar. Este anillo se utiliza para calibrar las barrenas de diamante policristalino y las tricónicas.

Cuando la barrena es nueva el anillo deberá entrar ajustado. Cuando sale la barrena del pozo, se vuelve a medir indicando desgaste cuando tenga juego el anillo calibrador, procediendo a medir con la regla para determinar el porcentaje de desgaste que tuvo la barrena.

La calibración de las barrenas es de mucha utilidad para saber el desgaste en el diámetro de la misma, y así al meter la barrena nueva se evitará un acuíñamiento de la sarta por reducción del agujero.

La clasificación y evaluación subsecuentes del grado y tipo de desgaste de una barrena usada, desempeña un papel muy importante en el proceso de perforación.

DESGASTE PARA BARRENAS DE DIENTES DE ACERO

A continuación se explican los códigos de desgaste más usados y aceptados en el campo de la perforación.

T0 = Diente nuevo.

T1 = Desgaste de $\frac{1}{8}$ de la altura original del diente.

T2 = Desgaste de $\frac{1}{4}$ de la altura original del diente.

T3 = Desgaste de $\frac{3}{8}$ de la altura original del diente.

T4 = Desgaste de $\frac{1}{2}$ de la altura original del diente.

T5 = Desgaste de $\frac{5}{8}$ de la altura original del diente.

T6 = Desgaste de $\frac{3}{4}$ de la altura original del diente.

T7 = Desgaste de $\frac{7}{8}$ de la altura original del diente.

T8 = Desgaste total del diente.

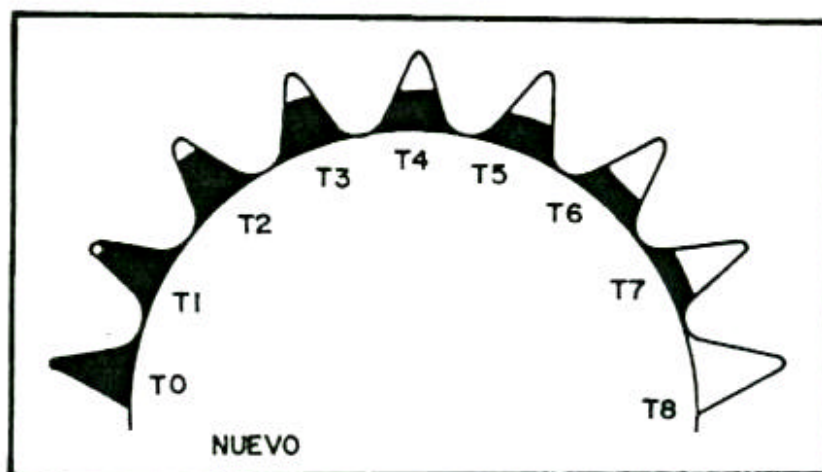


Figura Código de desgaste

DESGASTE DE VALEROS.

El desgaste de los valeros debe considerarse también según la escala de octavos. Para balero nuevo B0 y balero desgastado 100% B8. Cuando los valeros se atraviesan en la superficie de rodamiento (pista) y traban el cono, se considera B6. Cuando uno o varios rodillos se han quedado fuera del cono, se considera B8.

Es decir:

B0 = Vida del balero desgastado 0.

B1 = Vida del balero gastado 1/8.

B2 = Vida del balero desgastado 1/4 (todavía ajustados)

B3 = Vida del balero gastado 3/8.

B4 = Vida del balero gastado 1/2 (algo flojos).

B5 = Vida del balero gastado 5/8.

B6 = Vida del balero gastado 3/4 (muy flojos), trabados.

B7 = Vida del balero gastado 7/8.

B8 = vida del balero gastado 8/8 (tableros perdidos y/o conos trabados):

Ejemplo:

T2-B4-Di (dientes desgastados 1/4, media vida de valeros, algo flojos, sin Desgaste en el calibre).

T6-B6-1/2" (dientes desgastados 3/4, balero muy flojo y diámetro reducido 1/2 pg)

Toda la información relacionada con las barrenas utilizadas en la perforación de un pozo de debe anotar en un formato conocido como registro de barrenas (o récord de barrenas) para su consulta inmediata o mediata.

CÓDIGO DE DESGASTES PARA BARRENAS DE INSERTOS

Los métodos para evaluar y codificar los desgaste pueden ser tan sofisticados como se desee, pero es prudente tener en cuenta que el objetivo de ellos es proporcionar información suficiente para la selección adecuada de las barrenas que se utilizarán en los pozos futuros de la misma área. El o los métodos de evaluación y codificación de desgaste deben ser claros y sencillos en su interpretación. Por eso se sugiere la nomenclatura siguiente para las barrenas de insertos, con la advertencia de que puede ser modificada de acuerdo con las necesidades particulares de cada área, sin que pierda por ello la sencillez de su interpretación.

ESTRUCTURA DE CORTE OBSERVACIÓN GENERAL.

T2- Una cuarta parte de los insertos totales se han desgastado, roto o perdido.

T4- La mitad de los insertos totales se han desgastado, roto o perdido.

T6- Tres cuartas partes de los insertos totales se han desgastado, roto o perdido.

T8- La totalidad de los insertos se han desgastado, roto o perdido.

SISTEMA DE RODAMIENTO

Se observa y estima el porcentaje de vida de rodamientos, gastada en el cono que presente el peor estado.

B2- Una cuarta parte de vida gastada.

B4- La mitad de la vida gastada.

B6- Tres cuartas partes de la vida gastada.

B8- Vida totalmente gastada

10.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE BARRENAS TRICÓNICAS Y PDC

Las barrenas para formación blanda requieren de una carga o peso mínimo para que sus dientes largos y espaciados, efectúen su acción de rascado y triturado; los factores limitantes de su rendimiento son la eficiencia hidráulica de su equipo de perforación. Debe recordarse que un factor muy importante en estas formaciones es la velocidad de rotación (RPM).

Las barrenas para formaciones medias-blandas tienen una estructura de corte capaz de resistir la mayor carga unitaria para penetrar la formación y el desgaste por abrasión en el área del calibre. Por esta razón, sus dientes son más fuertes y numerosos con mayor cantidad de metal en las hileras del calibre.

Las barrenas para formaciones medias-duras destruyen la formación por trituración con un mínimo de rascado. Requieren cargas unitarias altas para exceder la resistencia a la compresión de la formación, las que generalmente son más abrasivas que las anteriores.

Las barrenas para formaciones duras requieren los máximos niveles de energía para vencer la alta resistencia compresiva de la formación que contiene considerables cantidades de material abrasivo.

La mecánica de perforación de estas barrenas es básicamente por cincelamiento y necesitan la máxima protección del calibre.

La operación de las barrenas se define por tres parámetros:

- Peso sobre barrena.
- Velocidad de rotación (rotaria).
- Hidráulica de perforación.

PESO SOBRE BARRENA (PSB). Es la carga aplicada a la barrena por medio de los lastrabarrenas (D.C.) para que ésta efectúe la penetración de las capas rocosas del subsuelo, llamadas también formaciones. La penetración se logra cuando la carga aplicada sobre la barrena supera la resistencia de compresión de la formación en contacto con los dientes de la barrena.

La “respuesta” de la formación en relación con el peso sobre la barrena se puede medir a través de la velocidad de penetración. Y cuando no hay avance en la velocidad de penetración; puede ser por porque la barrena se está atascando (embolando) por exceso de recortes, perforar formación más dura o se acabó la vida útil de la barrena.

VELOCIDAD DE ROTACIÓN (RPM). Se le llama generalmente “rotaria” y consiste en la cantidad de vueltas por minuto que la mesa rotaria transmite a la sarta de perforación y ésta, a su vez, a la barrena.

La velocidad de perforación es directamente proporcional a la velocidad de rotación (RPM) en formaciones blandas (suaves). En formaciones duras, el incremento de la velocidad de rotación disminuye así como la velocidad de penetración, en ciertos rangos.

Con todo lo anterior se explica el porqué en formaciones suaves es más importante la velocidad de rotación (RPM) que el peso sobre la barrena (PSB); al contrario en las formaciones duras.

Las tablas siguientes presentan algunos rangos de variación de estos parámetros PSB y RPM que se han utilizado en algunos campos de perforación en México.

Peso sobre barrena (PSB)			
Diam de bna	Form. suave.	Form. media	Form. dura
14 ¾ - 12 ¼	8 - 12 ton	12 - 16 ton	15 - 22 ton
9 ½ - 8 ½	6 - 10 ton	9 - 15 ton	14 - 18 ton
6 ½ - 5 7/8	6 - 8 ton	7 - 9 ton	9 - 12 ton

Velocidad de rotación (RPM)				
Diam de bna	Form. suave.	Form. media	Form. dura	
14 ¾ - 12 ¼	130- 160 rpm.	80 - 100 rpm.	50 - 70 rpm.	
9 ½ - 8 ½	120- 150 rpm.	80 - 110 rpm.	50 - 75 rpm.	
6 ½ - 5 7/8	100 - 120 rpm.	80 - 100 rpm.	50 - 70 rpm.	
Condiciones de operación barrenas PDC				
Diámetro de barrena	5 7/8"-6"	8 3/8" – 8 ½"	12" – 12 ¼"	14 ¾" – 17 ½"
Rotaria en rpm	60 - 600	60 - 600	60 - 600	60 – 600
Peso sobre barrena (En lb. y kg.)	3000 – 25000 lb.	3000 – 25000 lb.	3000 – 25000 lb.	3000 – 25000 lb.
	1360 – 11340 kg.	1360 – 11340 kg.	1360 – 11340 kg.	1360 – 11340 kg.
Gasto en gpm. X pg. Ø barrena	40 - 60	40 - 60	40 - 60	40 – 60
Hidráulica	2.5 – 6 hp.	2.5 – 6 hp.	2.5 – 6 hp.	2.5 – 6 hp.

10.3. PARÁMETROS A CONSIDERAR PARA SACAR UNA BARRENA

Con la finalidad de evaluar el rendimiento de las barrenas, se han utilizado diferentes parámetros de comparación, como: horas totales de vida útil, longitud total perforada, velocidad de perforación, costo de adquisición de la barrena, etc.

El Empleo de estos parámetros, como indicadores de rendimiento, será adecuado sólo en casos contados, cuyas características especiales lo justifiquen; en términos generales, estos parámetros en forma individual no es lo mas aconsejable en virtud de que se deben tomar en cuenta otros factores de importancia.

El objetivo de la evaluación de los rendimientos de las barrenas aspira a mejorarlas hasta alcanzar un valor optimo factible; es decir, buscar la obtención del costo mínimo de perforación sin sacrificar la seguridad de las operaciones, cumplir simultáneamente con todas especificaciones de las perforaciones mismas, y observar, inclusive, las restricciones que pudieran existir.

Hasta el momento se considera como el mejor parámetro evaluativo el llamado COSTO POR METRO (o costo por pi), el que se calcula involucrando los factores siguientes:

1. Costo de la barrena.
2. Costo de operación del equipo de perforación y mantenimiento a pozos.
3. Horas totales de vida útil de la barrena.
4. Horas de viaje de tubería para cambiar la barrena.
5. Tiempo empleado para realizar las conexiones de tubería durante la vida de la barrena.
6. Longitud total perforada por la barrena.

Así, por ejemplo, sí se tiene que una barrena perforó 175 m., en 25 horas, en un equipo cuya operación cubre un costo de 35,000 pesos por hora, el tiempo empleado para un cambio de barrena a esa profundidad, es de 8 horas, 20 minutos; las conexiones se efectúan, aproximadamente en 10 minutos cada una; el costo de la barrena es de \$ 125,000.00; el costo por metro se calculara en la siguiente formula:

SE IDENTIFICAN Y ORDENAN LOS DATOS

Costo de la barrena	B = \$125,000.00.
Costo de operación de equipo	R = \$ 35,000.00/hora.
Horas de vida de la barrena	T = 25 horas.
Tiempo de viaje	Tv = 8.333 horas.
Tiempo de conexión	Tc = $\frac{175}{9.15} \times \frac{10}{60} = 3.19\text{hs}$
Longitud perforada	M = 175 m.

NOTA

Para calcular el tiempo de conexión se divide la longitud perforada M entre 9.15, que es la longitud promedio de un tubo de perforación; con este cociente se calcula el número de conexiones = 19.125 conexiones. Luego se multiplica por el tiempo por conexión en minutos; finalmente se divide entre 60 para convertirlo en minutos a horas; es decir:

$$\frac{19.25 \times 10}{60} = 3.19$$

SE PROCEDE A CALCULAR EL COSTO POR METRO MEDIANTE LA ECUACIÓN SIGUIENTE

$$C = \frac{B + R [T + tv + tc]}{M}$$

Sustituyendo valores

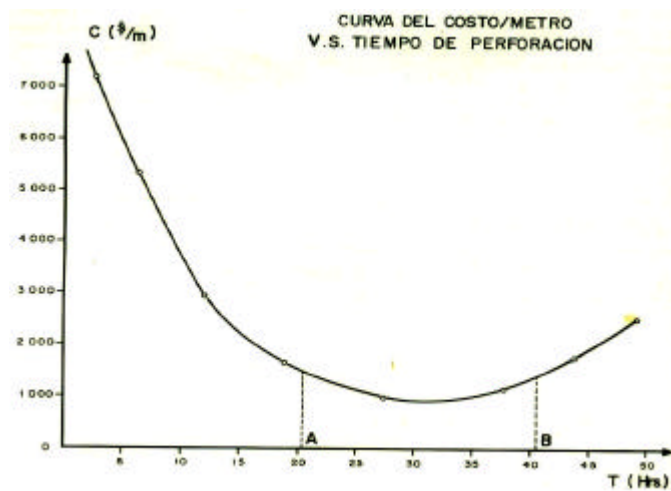
$$C = \frac{125,000 + 35,000 \times [25 + 8.33 + 3.19]}{175}$$

$$C = \frac{125,000 + 35,000 \times 36.52}{175} = \frac{1,403,200}{175}$$

$$C = \$ 8,018.28/\text{m}.$$

El rendimiento obtenido por esta barrena significa que cada uno de los 175 metros que perforó arroja un costo de \$8,018.28.

Obsérvese que en este parámetro costo/m., se han involucrado todos los factores señalados al principio de este capítulo, tales como: horas de vida, costo de barrena, longitud perforada, etc. Se han incluido, además, costo de operación del equipo, tiempo de viaje y conexiones.



10.4.- ANÁLISIS DE PROBLEMAS MÁS COMUNES EN EL CAMPO

PROBLEMAS

- Barrena embolada.
- Desprendimiento de toberas.
- Desgaste prematuro en la barrena.
- Toberas tapadas.
- Desprendimiento de conos.

CAUSAS Y SOLUCIONES

- Barrena embolada, esto sucede cuando se esta perforando en formaciones suaves (lutitas), con exceso de peso, limpieza insuficiente. Cuando una barrena embolada se sigue operando se planchan los conos.

RECOMENDACIONES PRÁCTICAS PARA DESEMBOLAR UNA BARRENA

- Suspenda la rotación.
- Cargue de 5 a 10 toneladas sobre barrena en el fondo.
- Mantenga el bombeo constante durante 5 minutos.
- Aplique leves giros de rotaria, para ayudar al desprendimiento arcilla en los cortadores de la barrena.
- Levante la sarta 2 a 5 m arriba del fondo y aplique alta rotación para lavar la barrena.
- Reanude la perforación aplicando el mínimo peso, alta rotación y óptimo gasto.

DESPRENDIMIENTO DE TOBERAS: ESTO PUEDE SUCEDER POR LAS SIGUIENTES CAUSAS

Candados o seguros en mal estado.

Por lavarse por presión al utilizar lodos con alto contenido de sólidos abrasivos o arenas. En un desprendimiento de tobera se refleja un decrecimiento de presión inicial el cual persiste sin incrementarse. Al observar un decremento de presión verifique primeramente el equipo superficial para descartar cualquier anomalía.

Si el equipo superficial esta en condiciones y la perdida de presión no se incrementa, puede continuar perforando en caso de que la perdida de presión se incremente, suspenda de inmediato la perforación y saque para revisar la sarta.

DESGASTE PREMATURO DE LA BARRENA

Se utiliza una barrena inadecuada para la formación que se esta perforando.

Cuando se perforan formaciones abrasivas, esto ocasiona agujeros de diámetro reducido que no obligan a repasar el intervalo perforado. Al bajar con una barrena nueva (a pleno calibre) si no se toma en cuenta esta condición puede ocasionar un acúñamiento de la sarta.

En formaciones abrasivas se recomienda usar barrenas con protección al calibre.

TOBERAS TAPADAS

ESTA CONDICIÓN DE TOBERAS TAPADAS SE PUEDE DAR

- Cuando existe alto contenido de sólido en el sistema.
- Cuando se recirculan materiales extraños en el fluido de perforación (grava gruesa, pedacearía de madera, papel, plástico, etc.)
- Al no utilizar los cedazos en las salidas de descarga de las bombas.

Desprendimiento de cono; la falla de los conos de la barrena con el siguiente desprendimiento de los mismos ocurren por el desgaste excesivo de los valeros cuyas causa principales son:

- Horas excesivas de rotación.
- Pesos aplicados sobre barrenas altos.
- Erosión por sólidos en el fluido de perforación.
- Erosión por gastos excesivos de circulación.
- Corrosión por la presencia de compuestos de azufre en el lodo.

Es recomendable llevar una estadística de tiempo y grafica de costo por metro contra tiempo de perforación para optimizar el rendimiento de las barrenas.

CAPITULO 11 TUBERIA DE REVESTIMIENTO

11.1.-PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LA TR

Las propiedades mas importantes de las T.R., son los valores promedios de tensión y presiones interior y de colapso. La fuerza de tensión es resultado del peso propio del conjunto de tubos suspendidos por debajo del punto de interés. La resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo es la fuerza de tensión que origina que el tubo exceda el límite elástico o mínimo esfuerzo a la deformación. Para la unión correspondiente a cada tubo se considera la que se conoce como junta o cople.

El promedio de presión interior se calcula como la mínima presión interior necesaria para ocasionar la ruptura del tubo en ausencia de presión exterior y carga axial de tensión. El promedio de presión de colapso es la mínima presión requerida para aplastar el tubo, en ausencia de presión interior y carga axial.

Las normas API aportan formulas con las que se calcula el comportamiento de tuberías de revestimiento



DIMENSIONES, GRADOS Y DATOS DE DESEMPEÑO DE LA TUBERÍA DE
REVESTIMIENTO

D.E. pg	Peso lb/pie	D.I. pg	Grado	Presión Interior kg/cm ²	Colapso kg/cm ²	Resistencia de tensión en ton		
						Cople corto	Cople largo	Reforzado
4 ½	15.10	3.826	K-55	507.74	536.61		184.54	100.90
			C-75	692.25	731.69			104.54
			N-80	738.02	780.28			110.00
			C-95					115.90
			P-110	947.88	1008.45			137.12
			V-150	1384.50	1275.35			181.81
	16.60 16.80 17.10	3.754	K-55	561.97	588.73			109.54
			C-75	766.19	802.81			135.90
			N-80	816.9	856.33			142.72
			C-95	970.42	1016.9			150.00
			P-110	1123.94	1177.46			178.63
			V-150	1532.39	1557.04			270.00
5	15.00	4.408	J-55	401.40	390.84	94.09 103.63	101.36 111.81 134.09 141.36 148.18	103.63 109.09 114.54 136.36 227.27
			K-55	401.40	390.84			
			C-75	542.25	490.84			
			N-80	593.80	510.56			
			C-95	692.95	569.71			
			P-110	802.81	621.83			
			V-150	1094.36	722.53			
	18.00	4.276	K-55	490.84	520.42		170.90 180.00 189.09 225.00	122.27 148.18 137.22 163.63 160.90 292.72
			C-75	664.22	704.22			
			N-80	697.88	738.73			
			C-95	808.87	845.77			
			P-110	969.15	947.18			
			V-150	1338.00	1187.32			
6 5/8	20.00	6.049	H-40	214.08	177.46	83.63 111.36 121.36	120.90	136.36 178.18
			J-55	294.36	209.15			
			J-55	294.36	209.15			
			N-80	428.87	245.07			
			C-95	509.15	296.71			
	24.00	5.921	J-55	359.85	321.12	142.12 155.45	154.54 169.09 205.90 218.63 526.36 291.36	164.54 220.90 232.72 290.90
			K-55	359.85	321.12			
			C-75	490.84	392.25			
			N-80	523.94	406.23			
			C-95	621.83	442.95			
			P-110	720.42	472.52			
			V-150	983.90	517.60			

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CONTINUACIÓN

D.E. Pg	Peso Lb/pie	D.I. Pg	Grado	Presión INT. Kg/cm ²	Colapso Kg/cm ²	Resistencia de Tensión en Ton		
						Cople corto	Cople largo	Reforzado
6.58	28.00	5.791	K-55	428.87	434.5			187.72
			C-75	581.65	551.4		250.90	228.18
			N-80	320.42	575.35		266.36	197.72
			C-95	736.61	647.86		302.27	252.27
			P-110	853.52	714.08		355.00	268.63
			V-150	1162.67	854.22			343.63
	32.00	6.094	K-55	438.73	454.92			209.54
			C-75	597.88	579.88		287.72	261.36
			N-80	595.77	605.63		305.45	220.45
			C-95	707.74	686.21		349.09	289.09
			P-110	819.71	757.74		407.72	344.63
			V-150	1195.77	916.9			417.27
7	29.00	6.124	K-55	395.00	380.98			192.87
			C-75	478.73	476.05		255.45	237.27
			N-80	574.64	494.36		271.36	202.45
			C-95	682.39	550.70		310.45	262.27
			P-110	790.14	599.29		362.27	311.81
			V-150	1077.46	690.14			367.27
	35.00	6.004	K-55	482.39	511.97			232.27
			C-75	657.74	683.80		319.54	285.45
			N-80	701.40	716.90		339.09	244.54
			C-95	833.09	819.71		387.72	315.46
			P-110	964.78	916.19		452.72	375.18
			V-150	1314.08	1142.08			378.18
7 ⁵ / ₈	29.70	6.875	C-75	454.22	328.87		246.35	239.54
			N-80	486.21	337.32		261.36	209.54
			C-95	576.05	360.56		299.54	365.00
			P-110	666.90	376.05		349.54	315.45
			V-150	909.15	426.76			360.00
	33.70	6.765	K-55	382.39	358.45			231.81
			C-75	521.12	445.07		288.63	272.72
			N-80	556.33	461.97		306.36	261.81
			C-95	576.26	511.26		350.90	301.26
			P-110	764.78	552.78		409.54	305.00
			V-150	1042.25	623.94			419.09

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CONTINUACIÓN

D. E. pg	Peso lb/pie	D1 pg	Grado	Presión Interna kg/cm²	Colapso kg/cm²	Resistencia de tensión en ton.		
						Cople corto	Cople largo	Reforzado
7 5/8	39.00	6.625	K-55					257.72
			C-75	606.33	593.66			314.09
			N-80	646.47	620.42			289.09
			C-95	660.56	702.81			347.27
			P-110	888.73	778.81			339.09
			V-150	1212.67	947.18			462.27
9 5/8	43.50	8.75	K-55	306.33	228.87			291.36
			C-75	417.60	264.08		352.72	397.27
			N-80	445.77	268.30		375.00	306.81
			C-95	528.87	290.84		430.90	
			P-110	612.67	311.97		502.72	410.00
			V-150	835.21	334.50			525.90
	47.00	8.681	K-55	332.29	273.23			320.45
			C-75	453.52	326.05		387.27	440.90
			N-80	463.80	334.50		411.63	335.90
			C-95	573.94	357.74		472.72	
			P-110	664.78	373.94		551.36	454.09
			V-150	906.33	423.94			577.72
	53.5	8.535	K-55	383.80	361.96			377.72
			C-75	523.23	449.29		454.09	505.45
			N-80	558.45	466.19		482.72	397.72
			C-95	662.67	516.19		554.54	589.54
			P-110	767.60	558.45		646.36	665.45
			V-150	1046.47	631.69			672.72
10 ¾	55.5	9.760	K-55	311.97	233.80			377.72
			C-75	425.35	278.16	383.18		526.32
			N-80	454.22	283.09	406.81		397.72
			C-95	539.43	302.81	469.09		
			P-110	623.94	326.05	546.81		692.27
			V-150	851.4	354.92			
	60.70	9.660	K-55	343.66	292.95			401.36
			C-75	468.30	353.52			592.27
			N-80	500.00	363.38			422.27
			C-95	594.00	391.97	608.18		560
			P-110	687.32	412.67			716.81
			V-150	937.32	461.97			

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CONTINUACIÓN

D. E. pg	Peso lb/pie	D1 pg	Grado	Presión Interna kg/cm²	Colapso kg/cm²	Resistencia de tensión en ton.		
						Cople corto	Cople largo	Reforzado
10 ¾	65.7	9.560	K-55	375.35	346.47			401.36
			C-75	571.26	428.16			657.27
			N-80	545.77	443.66			422.27
			C-95	647.88	489.43			
			P-110	750.00	527.46	669.09		645.90
			V-150	1023.23	586.61			826.36
13 3/8	61.00	12.515	J-55	217.60	108.45	270.45		
			K-55	217.60	108.45	287.72		
			C-75	297.18	116.90			
			N-80	316.90	117.60			440.00
	68.00	12.415	J-55	242.95	137.32	306.81		
			K-55	242.95	137.32	326.72		458.18
			C-75	331.95	156.33			583.63
			N-80	363.52	159.85			482.27
			C-95	420.42	164.08			804.54
	72.00	12.347	K-55	260.56	157.04			458.18
			C-75	354.92	182.39	444.54		640.90
			N-80	378.87	188.02	472.72		482.27
			C-95	450.00	198.59	547.72		
			P-110	521.12	202.81	637.27		
16	65.00	15.250	H-40	115.49	47.18	199.54		278.09
	75.00	15.124	J-55	185.21	71.83	322.72		
			K-55	185.21	71.83	341.81		
	84.00	15.010	J-55	209.85	99.29	371.36		
			K-55	209.85	99.29	393.18		
	109.00	14.688	K-55	278.16	180.28	536.81		
			C-75	378.87	209.85	681.36		
			N-80	404.22	216.90	724.54		
20	94.00	19.124	H-40	107.74	36.61	264.09		
			J-55	148.59	36.61	366.36	412.27	637.27
	106.50	19.00	K-55	148.59	36.61	374.54	434.09	
			J-55	169.71	54.22	415.00	480.54	725.45
	133.00	18.730	K-55	169.71	54.22	436.36	505.90	
			J-55	215.49	105.63	541.81	627.27	914.54
			K-55	215.49	105.63	569.54	660.45	

GRADOS ESPECIALES DE TR ALTA RESISTENCIA Y AMBIENTES AMARGOS

TR pg	Peso lb/pg ²	D.I. pg	Diámetro de paso (Drift) pg	Conexión			Resistencia					
				Tipo de rosca	D.E. pg	D.I. pg	Tensión lb			Torsión pie-lb	Presión Interna lb/pg ²	Colapso Lb/pg
							C-75	N-80	P-110			
4 ½	15.1	3.826	3.701	Rdts	4.750	3.746	308,000			3,200	9,839	10,39
	15.1	3.826	3.071	Vam	4.750	3.746	308,000			5,790	9,830	10,39
5	18.0	4.267	4.151	Tac-1	5.445	4.196			549,000	7,600	13,940	13,45
5 ½	17.00	4.892	4.767	Hdseu	5.900	4.812	442,00			6,000	7,250	6,070
	20.00	4.778	4.653	Hdseu	6.00	4.698		551,000		6,000	9,190	8,830
7	26.0	6.276	6.151	Hdseu	7.444	6.196	673,000			8,500	6,790	5,250
	26.0	6.276	6.151	Hdts	7.313	6.196	531,000			6,500	6,790	5,250
	29.0	6.184	6.059	Hdseu	7.572	6.104	757,000			8,500	7,650	6,760
	29.0	6.184	6.059	Hdts	7.313	6.104	610,000			6,500	7,650	6,760
	32.0	6.094	5.969	Hdseu	7.572	6.104			839,000	12,000	12,460	10,76
	32.0	6.094	5.969	Hdts	7.344	6.104	640,000	673,000	842,000	8,500	12,460	10,76
	35.0	6.094	5.879	Hdseu	7.572	5.924		957,000		8,500	9,960	10,18
7 5/8	35.0	6.094	5.879	Hdts	7.344	5.924	640,000	673,000	842,000	8,500	9,960	10,18
	39.00	6.394	6.500	Hdseu	8.250	6.545		1,011,100		9,000	9,180	8,810
	39.00	6.625	6.500	Vam	8.504	6.543			1,231,000		12,620	11,06
9 5/8	47.00	8.681	8.525	Hdseu	10.165	8.581			1,601,000	13,000	9,440	5,310
	53.5	8.535	8.379	Hdsfj-p	9.750	8.455	870,000	919,000	1,145,000	6,200	7,930	6,620
10 ¾	55.5	9.760	9.604	Hdsfj-p	10.875	9.680	881,000	927,000	1,159,000	12,000	6,450	4,020
10 3/8	72.0	12.347	12.191	Hdsfj-p	13.5625	12.235	1,219,000	1,284,000	1,605,000	15,000	6,390	2,670
16	84.0	15.10	14.822	Buttress			1,326,000				2,980	1,410
20	94.0	19.124	18.936	Buttress			1,480,000				2,410	520

Roscas:

Hdts = Hydril triple sello

Hdseu = Hydril súper EU

Hdsfj-p = Hydril súper Fj-p

Tac-1 = Tamsa alto colapso

Trc = Tamsa resistente a la corrosión

Trc 95 HC = Tamsa resistente a la corrosión-alto colapso

11.2 DEFINICION DE MEDIO AMARGO

El tema de corrosión es muy amplio y complejo, solo se hace un breve recordatorio sobre este tema.

Los problemas de corrosión en la industria petrolera han sido atacados desde hace muchos años por la industria de los inhibidores, selección de material, protección catódica, recubrimientos en las tuberías, control del medio ambiente.

La literatura maneja los dos tipos de corrosión de diferente forma, por lo que se tomo una de las versiones más resumidas.

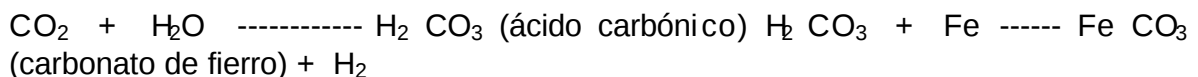
Los tipos de corrosión más comunes en tuberías y conexiones de pozo petroleros son:

1.- SSSC (Sulfide Stress Corrosión Cracking) es el agrietamiento del metal ocasionado por la combinación del esfuerzo de tensión y la presencia del H_2S en un medio acuoso. Los iones libres de H penetran la estructura del metal causando una perdida de ductibilidad. También se conoce como fragilización del acero.

La reacción química es:



2.- corrosión por CO_2 – también llamada corrosión dulce, es la disolución del acero causada por el CO_2 disuelto en agua. El CO_2 por si solo no es corrosivo pero con el agua forma ácido carbónico que la reaccionar con el fierro forma carbonato de fierro, desprendiéndose en escamas y reduciendo el espesor de la tubería. La reacción química es como sigue:



3.-SSC (Stress Corrosión Cracking) este tipo de corrosión se produce por la acción combinada del esfuerzo de tensión y la presencia de agua con iones cloro, como el agua salada de formación. Este tipo de corrosión es la más común en las tuberías de producción que manejan altos porcentajes de agua salada.

4.- Picaduras por corrosión.- Son puntos de disolución del acero, formando cavidades y agujeros en las tuberías. Sucede cuando se rompe la película inerte ante la presencia de agua con iones de cloro. Estas picaduras pueden ser el inicio de la corrosión SCC.

5.- Fisuras – La disolución del acero crea fisuras y sucede, como en el caso anterior, cuando se rompe la película inerte con la presencia de agua con iones Cl el mecanismo de formación de fisura por corrosión no es claro, cuando hay ausencia de oxígeno. También como en el caso anterior puede ser el inicio de SCC.

6.- Fragilización por hidrogeno en aceros con aleaciones de níquel. Estas aleaciones son agrietadas por la combinación del esfuerzo de tensión y la corrosión galvánica (contacto de metales disímiles) y también con la presencia de agua con iones Cl^- , CO_2 y H_2O . La acción de gas Hidrogeno sobre la superficie del metal con aleación de Níquel causa la fragilización cuando está en contacto con un metal menos noble.

7.- Corrosión Galvánica – Puede definirse como la corrosión que ocurre cuando dos metales disímiles están en contacto, sumergidos en líquidos conductivos de corriente eléctrica. La corrosión es estimulada por la diferencia de potencial entre los dos metales- El metal noble actúa como cátodo y el metal menos noble como ánodo y corroe.

PRESIÓN PARCIAL

Para hacer la selección de tuberías que van a estar en ambiente corrosivo por H_2S y CO_2 , se maneja al concepto de presión parcial, que se define como el contenido del gas, ya sea CO_2 o H_2S en fracción molar multiplicado por la presión de cierre en la cabeza del pozo. Esta presión parcial se calcula con unidades prácticas como sigue:

Presión parcial de CO_2 = SISP x contenido en % de $\text{CO}_2/100$.

Presión parcial de H_2S = SISP x contenido en ppm de $\text{H}_2\text{S}/1'000,000$.

Recordando que el número de moles de un gas es igual a su peso dividido por su peso molecular. El peso puede manejarse en libras o gramos, por ejemplo el metano:

El CH_4 tiene un peso molecular de 16, luego 32 lbs de metano es igual a $32/16 = 2$ lbs-mole ó 1,600 gr de metano es igual a $1,600/16 = 100$ gr-mole.

La composición de los gases se expresa en términos de % de moles o fracción molar, en % de volumen y en % de peso. La fracción molar de cualquier componente en una mezcla de gases, es el equivalente al número de moles de ese particular componente, dividido entre el total de números de moles de toda la mezcla. El % de moles de un componente equivalente a 100 veces la fracción molar. En formas semejantes el % en peso de un componente en una mezcla de gases, es 100 veces la relación del peso del componente, al peso total de dicha, mezcla.

FACTORES QUE INFLUYEN EN EL AVANCE DE LA CORROSIÓN

El avance de la corrosión en las sartas de perforación, tuberías de revestimiento, tuberías de producción, conexiones de control, múltiple de estrangulación, etc., es un fenómeno complejo en el cual interactúan varios parámetros. Se mencionan a continuación los más importantes:

1.- Presencia de agua. Como ya se menciono el CO_2 y H_2S por si solos no son corrosivos, se requiere la presencia de agua para formular soluciones ácidas que corroen los metales. Si en alguna forma se puede variar la presencia de agua o si se neutraliza la acidez de los fluidos, se reduce la corrosividad de estos gases.

2.- Concentración. Es evidente que la cantidad presente de CO_2 y H_2S en los fluidos de perforación, de control y de producción, incluyen en el avance de la corrosión de las tuberías y conexiones. La cantidad de estos gases corrosivos se combinan con otros factores como la presencia de agua, la presión, el tipo de metal para producir el SSCC (agrietamiento por esfuerzo y corrosión sulfhídrica).

3.- Presión. También es evidente que mientras más presión tenga el sistema, mayor será el avance de la corrosión. El concepto que relaciona la cantidad de CO_2 y H_2S con la presión de un sistema, es la presión parcial que ya fue definida anteriormente.

La grafica 1 y 2 son útiles para encontrar si las condiciones de un sistema caen en la zona de corrosión del metal. Según la grafica 1, se puede manejar un sistema con una mezcla de gases con un contenido alto de H_2S entre 0.8 y 10% a una presión baja de 65 psia sin provocar el fenómeno SSCC. En la misma grafica 1, la línea de la izquierda representa una presión parcial de 0.05 psia y es útil para determinar rápidamente si un sistema cae en la zona de agrietamiento, o si el metal resiste la corrosión.

Ejemplo: si se tiene una presión cerrado en la cabeza del pozo de 1,000 psia y una concentración de 0.01% moles de H_2S , basta entrar con estos valores como coordenadas y encontrar el punto A, para definir que el sistema cae en la zona de agrietamiento, o sea que la presión parcial es mayor de 0.05 psia. Otros ejemplos: un sistema que contiene 50 ppm de H_2S y una presión total (presión cerrado en la cabeza) de 200 psia. Con estos valores se encuentra el punto B que queda por debajo de la línea de 0.05 psia. Los límites marcados en la grafica 2 se refieren a:

- a) Que la máxima RGA sea de 5,000 SCF/bl ($890 \text{ m}^3/\text{m}^3$).
- b) Que la presión de gas contenga un máximo de 15% de H_2S
- c) Que la PP de H_2S , en la fase de gas tenga un máximo de 10 psia
- d) Que la presión total sea de 265 psia

Cuando se tiene fluidos multifásicos y se opera a muy baja presión, los esfuerzos son mínimos y el aceite actúa como inhibidor, por lo que un equipo convencional puede funcionar satisfactoriamente. Para el caso del CO_2 una presión parcial de más de 30 psia indica un problema de corrosión. Y la presión parcial esta entre 7 y 30 psia hay posibilidades de corrosión y si la presión parcial es menor de 7 psia no hay problema de corrosión.

4.-Temperatura. En la corrosión por H_2S , la temperatura es uno de los parámetros que más influyen en el proceso de corrosión. Como regla general, las tuberías son más resistentes al fenómeno SSCC en temperaturas altas. Por ejemplo, las tuberías

N-80 y P-110 son aceptables a temperaturas arriba de 80°C, a temperaturas debajo de este valor fallan rápidamente por SSCC.

De acuerdo con la norma NACE MRO175-91 a las tuberías H-40, J-55, K-55 y L-80 no las afecta la temperatura o sea que pueden operar satisfactoriamente a cualquier temperatura en ambientes amargos.

Para el CO₂, cuando aumenta la temperatura disminuye su solubilidad en el agua, por lo tanto se reduce la cantidad de CO₂ disponible para provocar la corrosión.

5.- Dureza- Es una propiedad física del acero que está relacionada con su composición química y el tratamiento térmico que recibió durante su manufactura. Se define como la oposición del acero a ser penetrado. Se acostumbra para su medición emplear escalas Rockwell-B, Rockwell-C y Brinell. La experiencia mostrada en la mayoría de la literatura, ha determinado fijar un límite máximo de dureza de 22 Rockwell-c para aceros de medio y bajo contenido de carbón.

6.- Esfuerzos de tensión- Aunque este esfuerzo está involucrado en el fenómeno SSCC hay que señalar que a mayor esfuerzo mayor riesgo de falla en las tuberías, la compresión reduce este efecto.

7.- Propiedades de los materiales- En general, la composición química de los aceros de las tuberías es diferente y su fabricación implica procedimientos térmicos. Estos aceros se comportan de diferentes modos en ambientes con CO₂ y H₂S.

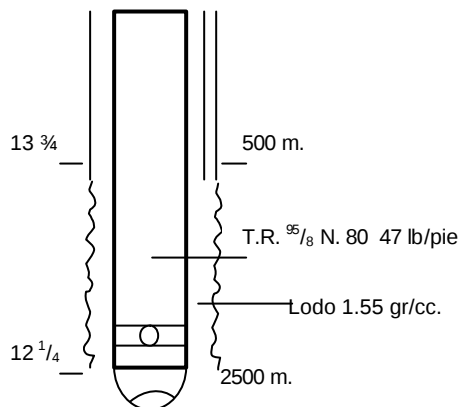
El punto de partida fue evaluar el comportamiento de las tuberías con especificaciones API en ambientes corrosivos, variando algunos parámetros como la temperatura, PH de los fluidos, etc., y después cambiar algunos componentes en las aleaciones del acero para fabricar tuberías con otras especificaciones para que resistan un ambiente corrosivo. Por ejemplo si se aumenta el contenido de cromo disminuye la corrosión por CO₂ debido a que se forma óxido de cromo, CrO₃ sobre la superficie del tubo y evita la reacción del ácido carbónico con el hierro. También incrementa el níquel y el Molibdeno en las aleaciones de acero retarda la corrosión por CO₂.

Para el H₂S los aceros de alta resistencia son más susceptibles al fenómeno SSCC, los de baja aleación son aceptables para ambientes amargos. Los aceros inoxidables se comportan bien en medios ácidos debido a la composición de sus aleaciones. Como el agua salada contiene cloruros, hay que considerar su consternación, y mencionar que los aceros al carbón y baja aleación no son susceptibles a problemas de cloruros. La norma NACE MRO175-91, clasifica las tuberías para su uso en ambientes corrosivos.

11.3 PESO DE SARTA DE TR Y ACCESORIOS

Ejemplo:

En agujero de 12 1/4" se metió TR de 9 5/8" 47 lb/pie VAMFJL, equipada con zapata guía y cople diferencial sobre el segundo tramo a 2500 m. lodo de E. I. de 1.55 gr/cm³.



$$Ff = 1 - \frac{DL}{DA}$$

Donde:

Ff = Factor de flotación

1 = Densidad del agua

DL = Densidad del lodo

DA = Densidad del acero

$$Ff = 1.000 - \frac{1.55}{7.85} = 0.802$$

lb/pie a kg/m = 1.40 (factor)

1.49 x 47 = 70.03 kg/m.

70.03 x 2500 = **175,075 kg peso TR en el aire**

PESO DE TR FLOTADA

175,075 x 0.802 = 140.410 kg = 140.4 ton.

+ peso del bloc = 8,000 kg = 8.0 ton.

Lectura en el indicador = 148.4 ton.

ACCESORIOS

En pozos con condiciones normales de operación es recomendable bajar la TR con zapata guía y cople diferencial.

Este mismo diseño se utilizara en pozos donde exista probable pérdida de circulación convirtiendo el cople flotador a cople diferencial lanzando la canica.

Cuando exista perdida total y no se tenga un cople flotador este mismo cople diferencial, se puede convertir a flotador en la superficie antes de instalarlo en el tubo, suelte la canica y con el mango del marro golpe ligeramente la canica hasta que se deslicé la camisa del cople donde se liberan dos charnelas convirtiendo el cople diferencial a cople flotador.

Pero lo más recomendable cuando exista pérdida de circulación total diseñe una zapata flotadora y un cople flotador.

Cople de retención Tipo 1 estos coples se utilizan en la introducción de TR corta (Liner) y su función es la de recibir una serie de tapones (limpiador, desplazador de TR y desplazador de TP). Que van alojados en el colgador mecánico, todos estos traen un aro acuñable que al momento de hacer contacto unos y otros durante la operación de desplazamiento y al hacer contacto con el cople de retención, forman un candado anclándose los mismos.

Cople de retención tipo 11, este cople tiene la misma función del anterior, lo que lo distingue es que se utiliza con colgadores hidráulicos, trae un asiento expulsable donde se aloja la canica, esta canica sirve para represar la TR activando las cuñas del colgador y que después de anclar el mismo, se continua represionando la TR hasta que se rompa el asiento expulsable permitiendo la libre circulación para la operación de cementación.

Cople catcher sub., este cople va colocado un tramo de TR abajo del cople de retención tipo 11 con el objetivo de cazar el asiento y la canica del cople de retención y permitir la libre circulación.



Zapata Flotadora



Cople Flotador



Cople Diferencial

11.4 RECEPCIÓN DE LA TR EN EL POZO

- Tener espacio necesario en los cargadores de tuberías para almacenar los tramos y recibirlos, verificando, peso y grado de acuerdo al diseño de introducción.
- Utilizar grúa o apiladora para su carga.
- El cople deberá estar en dirección a la mesa rotaria y el piñón en dirección a la punta del muelle.
- En lugar de correderas metálicas, utilizar maderas.
- Medir la TR tramo por tramo anotando en el cuerpo del mismo su medida. Esto se hará conforme se valla descargando la TR.
- Enumerar la TR en orden progresivo.
- Registrar medidas en una libreta especial para el ajuste correspondiente.
- Revisar y limpiar las roscas, piñón, caja y guardaroscas, instalando estos últimos en su lugar correspondiente.



Figura Recepción de la TR en el pozo

11.5 FACTORES QUE SE CONSIDERAN EN EL DISEÑO DE LA T. R

a).- Diseño de la tubería conductora: la tubería conductora generalmente no se diseña para cargas de presión interna, colapso y tensión. Sin embargo, las consideraciones pueden darse para cargas de compresión proporcionadas por todos los pesos subsecuentes, las cuales es posible transmitir a la sarta conductora.

En general, todas las tuberías pueden ser enterradas o cementadas. Desde que las tuberías empiezan a bajarse al fondo, el peso de flotación de la tubería se nota en la carga al gancho. Algunas veces, incluso se permite considerar tensión por empuje adicional después de cementada y previo a manejar las sarts de tubería adicionales.

En esta condición, la parte del fondo de la tubería estará en compresión hidráulica pero no sujeta a esfuerzos de pandeo. Los cambios en cargas sobre la sarta de tuberías ocurrieran de vez en cuando y después de asentar la tubería. En medio de lo más severo de estos cambios se tiene en cuenta los efectos de cambio de temperaturas en el intervalo no cementado. Si la tubería se asienta con exceso de tensión o compresión, los efectos sumados de cambios de temperaturas pueden en ocasiones causar estrechamientos abajo o pandeo, ambos esfuerzos frecuentemente son interpretados como fallas por colapso.

En agujeros que tienen “patas de perro”, el efecto de temperatura considera a la tubería como una sección de menor diámetro debido a que ésta es empujada contra la pared del pozo.

Todos los cabezales deben soportar el peso de las tuberías asentadas en ellos en algunos casos son necesarios contadores especiales.

Otros pozos requerirán algunas consideraciones de las cargas impuestas por sarts de tuberías sobre la tubería superficial. Esto incluye pozos en aguas profundas, en situaciones donde hay una considerable distancia de la base del cabezal de la tubería al primer punto de soporte.

Un segundo tipo de pozo que requiere consideraciones de esta carga es aquel en el que una sarta de gran longitud se asienta en adición a la sarta de producción.

Cuando la tubería superficial no es lo suficientemente fuerte para soportar cargas impuestas por sarts subsecuentes, se disponen de dos maneras de transferir esas cargas; en áreas de tierra es posible proporcionar una placa de soporte la cual soportara los cabezales y transferirá las cargas de la tubería a la tierra circundante y a la tubería conductora.

En áreas pantanosas y costa fuera las cargas pueden transferirse de la misma manera al conductor o tubería piloteada, que es la más común. Cuando la tubería se pilotea con 250 golpes por pie con un martinete, hay una pequeña posibilidad de subsidencia aun con las sarts de tuberías mas pesadas.

En adición al esfuerzo de la tubería piloteada bajo esas condiciones los esfuerzos de la tubería superficial se incrementan si las sartas se cementan hasta la superficie. Incluso, si el trabajo del cemento entre la tubería superficial y la tubería piloteada o conductora no es perfecto, el esfuerzo del cemento utilizado requiere relativamente pocos pies de longitud de buen cemento para proporcionar amplio soporte vertical. Para obtener el adecuado soporte lateral, aún en una mala cimentación, se requiere de poco intervalo de buena calidad en la cementación.

Esto es imperativo en todos los casos; sin embargo, este cemento esta alrededor de la parte superior de la tubería superficial adentro del conductor o tubería piloteada. En muchos casos el cemento sirve para transferir cargas de la tubería a las sartas exteriores, por eso es necesario cementar hasta la superficie para proporcionar estabilidad lateral.

El calculo de la cargas de compresión permitidas para la tubería superficial es relativamente simple, previendo que la sarta este bien cementada hasta la superficie. Esto demostró que el cemento, teniendo 8 lb/pg^2 de esfuerzo a la tensión (100 lb/pg^2 de esfuerzo a la compresión) puede soportar $20\,000 \text{ lb/pie}$. Esto significa que 100 pies de cemento alrededor de la parte superior de una sarta o tubería superficial pueden soportar $2,000,000 \text{ lb}$ de tubería incluso suponiendo que el cemento alrededor de la parte superior cubrió pocos tubos, los valores de 100 pies de tubería cementada para pozos profundos y 50 pies para pozos someros son adecuados.

Actualmente, la tubería utilizada como tubería superficial se equipa con roscas especiales 50% más eficientes y el cuerpo de la tubería es aproximadamente dos veces tan resistente como las roscas. Las cargas permisibles pueden ser controladas con rosca "buttress" que soporta aproximadamente el doble de capacidad de carga.

b).-Diseño de la tubería de revestimiento superficial:

La tubería de revestimiento superficial probablemente es la más simple en los tipos de diseño para T. R.

En una tubería de revestimiento superficial se considera que la máxima carga generada por presión interna se presenta cuando ocurre un brote.

La entrada de gas desplaza y reemplaza al lodo de perforación que esta dentro de la T. R.

La presencia de gas o un brote subterráneo en el pozo se origina por una zona de presión que no es controlada por la columna del lodo del pozo. Las zonas de presión pueden detectarse por diversos métodos de cálculos (Eaton, Mathews and Kelly y otros)

La presión de inyección asociada al diseño de la T. R. superficial es relativamente baja, la presión superficial no puede ser considerada y en caso afirmativo supone que en el interior de la T. R. actúa una columna de gas de gradiente de presión de

0.115 lb/pg/pie. Por ello, el diseño sigue las mismas determinaciones enunciadas anteriormente.

c).- Diseño de la tubería de revestimiento intermedia con tubería corta:

Si una tubería corta es considerada en la perforación de un pozo, el diseño de la sarta de tubería es diferente de una sarta intermedia sin tubería corta.

Si la presión de inyección es más alta y/o el lodo es más denso bajo de la tubería corta que debajo de la intermedia, esos valores se usan para diseñar la tubería intermedia y la tubería corta.

El procedimiento de evaluación es similar al realizado en la tubería intermedia, estableciéndose un límite de presión superficial.

d).- Diseño de la tubería de explotación o producción:

Las consideraciones de carga máxima por presión interna en tuberías de producción son posibles por diversas causas. Algunas son:

- Rompimiento de tuberías en pozos de gas
- Tratamientos con altas presiones para fracturamiento hidráulico.
- Surgimiento de cargas por estimulación con explosivos.
- Altas presiones durante las operaciones de control de los pozos.

Si la tubería de explotación en un pozo de gas se cierra repentinamente, las presiones generadas son demasiado altas y pueden provocar una ruptura en la tubería. El caso más drástico es cuando la ruptura en la tubería está muy cerca de la superficie.

El resto de las cargas sobre la tubería de producción lo proporciona la presión hidrostática del fluido empacador. Si el fluido empacador tiene una densidad suficiente para controlar el pozo, la carga será grande. Si el fluido empacador es un fluido de baja densidad, la carga será menor.

Los fluidos empacadores más seguros y económicos son los de baja densidad y los fluidos limpios con inhibidores de corrosión.

11.6 COLGADOR Y SOLTADOR PARA TR (LINER)

COLGADOR DE LINER HIDRAULICO HMC

INTRODUCCIÓN

El colgador del liner de anclaje hidráulico HMC esta disponible para la mayoría de las combinaciones del liner a todos los tamaños de la tubería de revestimiento, materiales y tamaño de roscas.

CARACTERÍSTICAS

El colgador de liner de anclaje hidráulico HMC es anclado por presión hidráulica dentro de la TR; no se requiere movimiento recíproco ni de rotación; el colgador tiene dos hileras de cuñas distribuidas con tres segmentos de cuñas en cada hilera. El diseño distribuido provee un área de by-pass grande para corrida fácil y libre circulación, y el área grande distribuida por el contacto de cuñas reduce la tensión en la tubería de revestimiento de soporte.

APLICACIÓN

El colgador de liner de anclaje hidráulico HMC puede ser usado para colgar cualquier tipo o tamaño de liner a cualquier profundidad. Es generalmente usado en conjunto con liner largos y pesados en pozos profundos o en pozos desviados donde no se puede asegurar la reciprocación o la rotación del liner. Por lo tanto, después de usar con efectividad en instalaciones donde hay peligro de que se atasque el liner, ya que puede ser asentado sin ningún movimiento del liner. Es especialmente útil con pozos costa afuera perforados desde embarcaciones flotantes.

OPERACIÓN

Antes de levantar el Ensamble de Anclaje del Colgador de Liner, revise el enrosque apropiado de las roscas izquierdas de la herramienta de asentamiento. Esto puede ser logrado sosteniendo la camisa de asentamiento de liner (o el colgador de liner si se está corriendo un empacador de liner con el colgador) y aplicando torque izquierdo a la herramienta de asentamiento para asegurar que el encaje de la rosca de la tuerca de flotación no se haya aflojado durante la transportación. Un enrosque firme es todo lo que se necesita.

El Colgador de Liner de Anclaje Hidráulico HMC se enrosca al tope de la unión más alta del liner y se corre en la tubería de perforación a velocidad moderada. El liner deberá ser llenado con el fluido de perforación según se corre cada unión y llenado completamente cada diez uniones cuando se usan los zapatos flotantes estándares. Llène cada parada de tubería de perforación según se vaya corriendo y llene completamente cada 600 pies. El zapato de tipo orificio u otros zapatos de llenado automático similares pueden también ser usados con el colgador. No permita

que la sarta gire mientras se está en el pozo ya que la rotación derecha podría liberar la herramienta de asentamiento (C-2 SOLAMENTE).

Si es necesario tener circulación mientras se corre el liner, limite la presión de la bomba para evitar el asentamiento del colgador, cerca de 600 psi de presión en la bomba con un máximo de 800 psi es lo recomendado. El lavado se deberá hacer a un régimen mínimo para evitar la acumulación de cortes en el área anular que aumente la presión de circulación requerida.

Baje el liner hasta la profundidad de asentamiento deseada; se recomienda que el liner sea colgado a varios pies del fondo. Cuando el liner haya llegado a la profundidad de asentamiento, el pozo deberá ser circulado durante tiempo suficiente como para despejar la tubería de perforación y el liner. Recomendamos que la circulación se continúe para traer el fondo hacia arriba como mínimo y la experiencia indica que es preferible circular el pozo completamente por lo menos una vez. Las bombas del equipo de perforación pueden ser usadas si se desean, nuevamente, sin exceder aproximadamente 800 psi de presión en la bomba como se indicó anteriormente.

El liner es colgado por medio de bombear la bola de asentamiento de bronce hasta el Collar de Caída Tipo 11. El múltiple de bajar el tapón es roto en la superficie para bajar la bola.

Cuando la bola de asentamiento alcanza el Collar Tipo 11, se debe aumentar la presión lentamente para asentar el colgador del liner a aproximadamente 1200 psi. El alivio en la sarta de corrida (la seguridad de que el colgador ha colgado el liner será notada en el indicador de peso). Si una presión de 1200 psi no actúa el colgador, aumente la presión en incrementos de 200 psi mientras aliviando para verificar el asentamiento después de cada aumento en presión.

Un aumento de aproximadamente 2300 psi cortará la camisa en el Collar de Caída Tipo II que sostiene la bola de asentamiento. La camisa de ruptura y la bola serán retenidas en el deflector debajo del Collar de Caída y no ofrecerá restricción a la circulación mientras se está cementando.

La herramienta de asentamiento entonces puede ser liberada del liner con rotación derecha (vea la hoja de datos de operación para la herramienta de asentamiento). Cuando se esté levantando para revisar la liberación de la herramienta, asegúrese de que el peso sobre el colgador del liner contrarresta la fuerza de pistón hacia arriba creada por la presión en el fondo de la herramienta de asentamiento cuando se está cementando. Entonces se siguen los procedimientos normales de circulación y de cementación para cementar el liner.

La presión de la bomba aumentará cuando el tapón de bombeo al pozo engancha el tapón limpieza del liner. Este ensamble se cortará a aproximadamente 800 psi, permitiendo que ambos tapones sean bombeados como una unidad hasta el liner para engancharse en el Collar de Caída. La capacidad del liner deberá ser calculada

y los últimos 5 barriles deberán ser bombeados lentamente no más de 3/4 a 1 barril por minuto. Un aumento en la presión de la bomba indicará que los tapones están encajados en su sitio. Dos mil psi es más que suficiente presión para indicar que los tapones están enganchados.

Luego de asentar el empacador de liner, si se usó uno, la herramienta de asentamiento es levantada fuera del tope del liner y es extraída del pozo.

Si el liner va a ser pulsado con reciprocación durante la operación de cementación, el colgador hidráulico es asentado cuando el tapón de limpieza se engancha y sella en el Collar de Caída Tipo 11. Nuevamente, 2000 psi es una presión adecuada para asentar el colgador y asegurar que los tapones se han asentado apropiadamente.



Figura Colgador de liner "HMC"

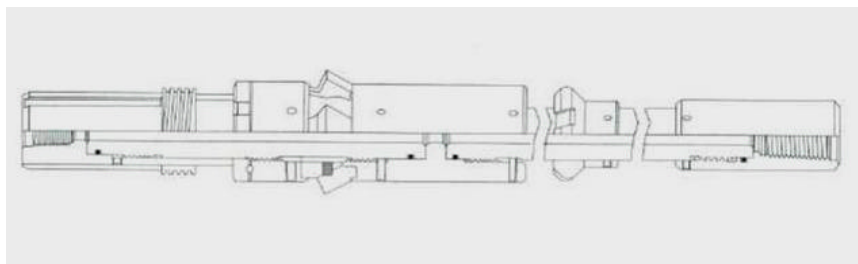
HERRAMIENTA SOLTADORA DEL LINER

La herramienta soltadora C-2 esta diseñada para correr y anclar tubería de revestimiento (liner) un conjunto de pernos cargados con resortes pueden ser agregados a la herramienta estándar de manera tal que las tuberías de revestimiento cortas (liner) equipadas con un empacador puedan ser corridas y colgadas.

La conexión inferior de la herramienta soltadora "C-2" tiene una conexión 8 hilos rosca redonda para permitir que cualquiera de los cuatro tipos de ensamblaje de empaque sean utilizados. Una tuerca flotante tipo ranura externa con roscas ACME de mano izquierda es ensamblada en la camisa del colgador del liner y de esa manera es bajada a la pozo. Un ensamblaje de molinera tipo bola encima de la ranura flotante soporta el peso de la TR corta corrida en la sarta mientras que la herramienta soltadora es liberada con rotación derecha desde la camisa del colgador del liner.

CARACTERISTICAS / BENEFICIOS

- Utilizada para correr tuberías de revestimiento con colgadores de mano izquierda y anclaje hidráulico.
- Sistema de tuerca tipo molinera / bola de flotación asegura una liberación positiva desde el tope del liner.
- Rosca de tubería de perforación en la parte superior.
- Acepta todo tipo de ensamblaje de empaques de cementación.
- Pernos opcionales para asentamiento de empaquetaduras incorporados en el cuerpo principal.
- Mandril de fuerza completa para transportar tuberías liner largas, pesadas a profundidad.



Soltador para liner

OPERACIÓN

La herramienta soltadora "C-2" es ensamblada en la parte superior del colgador del liner por medio de una rotación de mano izquierda. Esta rotación izquierda sujeta la tuerca de flotación y la camisa soltadora del liner. La tuerca de flotación debe ser enroscada y apretada en la camisa soltadora y después regresada media vuelta para asegurar que libere fácilmente el tope del liner. Se debe tener cuidado para que mientras se este corriendo dentro del pozo no gire la sarta a la derecha ya que esto podría resultar en una prematura liberación del liner.

Cuando la TR corta (liner) a alcanzado la profundidad deseada y se a anclado el colgador, una rotación derecha sobre la sarta es empleada para soltar la herramienta soltadora de la camisa del colgador del liner. Normalmente son requeridas de 5 a 6 vueltas a la derecha para soltar la herramienta pero unas vueltas adicionales no afectaran la operación.

Para verificar que la herramienta ha sido liberada, levante la sarta y se observara una perdida de peso igual al peso de la TR corta. Posteriormente cargue de 5 a 10 ton de peso sobre el colgador e inicie la cementación.

11.7 PROBLEMAS MAS COMUNES EN CAMPO Y COMO PREVENIRLOS

En los diseños actuales de tuberías de revestimiento, T. R. primaria es la única donde el cemento sale a la superficie, en si deberá quedar ahogada en cemento.

En la T. R., y de explotación, los diseños actuales programan que el cemento únicamente suba de 100 a 200 m., arriba de la zapata. Esto permite que en caso de falla de la T. R., el intervalo sin cemento se pueda reparar más fácilmente.

PROBLEMAS

- a).- T R Colapsada ligeramente.
- b).- T R Rota superficialmente (área del cabezal).
- c).- T R Desgastada severamente del cabezal hacia abajo.
- d).- T R Desprendida. (traslapándose).

T R COLAPSADA

Esto sucede cuando la cementación fue defectuosa y el cemento se canaliza produciéndose el colapso ligero.

- Utilizar un casing rol.
- Utilizar un estavilizador acondicionado (water mellon).

T.R. ROTA SUPERFICIALMENTE (área del cabezal).

Para que esta situación no suceda, utilizar buje de desgaste de acuerdo a la marca y medida nominal del cabezal.

Esta anomalía se detecta, al efectuar una prueba hidráulica del cabezal decano abierta válvula del mismo la cual nos servirá como testigo si hay comunicación.

- Si se desprendió la TR en el área de cuñas, programar un tapón mecánico para poder eliminar conjunto de preventores y con un pescante Bowen Espear tensionar la misma, anclándola nuevamente en sus cuñas.
- Si el cabezal esta dañado por desgaste cambia el mismo.

T R DESGASTADA SEVERAMENTE DEL CABEZAL HACIA ABAJO

Cuando se detecta esta anomalía al momento de efectuar la prueba hidráulica del cabezal y se observa un desgaste severo en la TR.

- Se recomienda tomar registro de desgaste (investigar)

AL DETECTAR LA LONGITUD DE LA TR DAÑADA A TRAVÉS DEL REGISTRO

- Colocar tapón mecánico.
- Efectuar corte programado.
- Recuperar TR dañada.
- Acondicionar boca de TR.
- Meter pescante Casing-Pach y TR de reemplazo, conectar el mismo.
- Efectuar prueba hidráulica.
- Cementar.

T R DESPRENDIDA (Traslapándose)

Si se detecta una anomalía de TR desprendida a una mayor profundidad (TR traslapada), abandonar el intervalo para desviarlo o correr el equipo.

MATERIALES Y HERRAMIENTAS NECESARIOS PARA LA INTRODUCCION DE TR.

MATERIALES

- Grasa para TR.
- Cemento.
- Aditivos.

HERRAMIENTAS

- Tramos necesarios de TR.
- Collarín de arrastre.
- Araña.
- Elevador de tope.
- Elevador de cuñas.
- Base para araña (media luna)
- Elevador de araña.
- Cabeza de circulación.
- Botella de 4" a 2" para manguera auxiliar de desplazamiento.
- Tapón limpiador de diafragma.
- Tapón sólido desplazador de cemento.
- Cabeza de cementación completa.
- Rams de arietes de acuerdo al diámetro de la TR.
- Unidad de potencia (llave varco o eckel)
- Computadora de apriete.
- Combinaciones apropiadas.
- Unidad de alta presión.
- Limpiar y revisar condiciones de cuerda.
- Enroscar a mano la zapata.

PROCEDIMIENTO DE INTRODUCCION DE TR.

- Levantar primer tramo hasta la rampa, con grúa o izadora.
- Enganchar primer tramo con elevador.
- Levantar el tramo enganchado hasta el piso de trabajo, aguantando el mismo con cable del ronco de maniobras, practicando este aguante durante el manejo de cada tubo durante cada corrida.
- Quitar protector del piñón del tubo, limpiar y revisar condiciones de la cuerda (lo cual se hará en cada conexión que se efectúe para su introducción al pozo).
- Enroscar a mano la zapata, si es correcto desenroscar el 75% de la rosca.
- Aplicar pegamento para cuerdas en la rosca y apoyar zapata sobre la araña.
- Pasar cable del ronco, a través de postes de maniobras y tubo para evitar que se desplace de su punto de apoyo.
- Colocar llave izquierda, como aguante, en la zapata para posteriormente con llave de apriete, aplicar el torque que corresponda al tipo de conexión.
- Quitar llaves y cables de ronco.
- Levantar tubo con zapata, a la altura suficiente o necesaria para abrir araña y verificar apertura de preventores.
- Introducir tubo hasta conseguir el espacio necesario para cerrar araña y abrir elevador, enganchar con el collarín de arrastre el siguiente tramo en la rampa, levantar y sentar tramo, simultáneamente el chango aguantará y alineará el tubo hasta enroscarlo y soltará el collarín de arrastre, para enganchar con el elevador, cerrarlo y apretar conexión con el torque necesario. Introducir segundo tramo, sentar en araña para proceder a instalar el cople (diferencial, flotador, etc.) al cual antes de conectarse y apretarse de la misma manera que a la zapata, se le aplicará pegamento (pega – acero).
- Introducir 50 m de TR. y probar equipo de flotación con circulación a través de cople y zapata, continuar introduciendo tantos tramos como indique la distribución y diseño de acuerdo al programa.

NOTA: Aflojar el cople del último tramo para facilitar la instalación del cabezal. En primeras etapas dejar de la parte superior del cople de último tramo 30 – 40 cm. Aproximadamente arriba del fondo del contrapozo. Este tramo se bajará con tubo ancla destinado, considerando su longitud para que al conectar la cabeza de cementación sea lo más bajo posible, facilitando así su conexión y el movimiento de machos para el desplazamiento del cemento.

CAPITULO 12.- CEMENTACIONES:

Las operaciones de cementación en perforación y mantenimiento a pozos se dividen en:

- Cementación Primaria.
- Cementación a Presión.
- Tapones de cemento:
 - a) Tapón de Cemento por Circulación.
 - b) Tapón de cemento por desplazamiento.

CEMENTACIÓN A PRESIÓN:

Esta operación se efectúa con cementadores anclados en la TR o bien con la TP franca, inyectándose cemento a presión a través de disparos o roturas de TR.

Sus principales aplicaciones son:

- a)- Aislar zonas productoras (agua salada-aceite y agua salada-gas)
- b)- Obturar intervalos.
- c)- Corregir cementaciones primarias.
- d)- Abandono de pozos.
- e)- Efectuar sello en zonas con pérdida de circulación.

TAPONES DE CEMENTO:

a) Tapón de cemento por circulación: Se coloca cuando sabemos que la presión de fondo, en el intervalo abierto, es tal que soporta la presión hidrostática ejercida por la lechada de cemento y el fluido de control desplazante. Así como también la presión de bombeo, generada en la superficie para colocarlo y desplazar inverso el excedente de la lechada de cemento.

b) Tapón de cemento por desplazamiento: Se utiliza cuando de antemano sabemos que la presión de fondo es baja en el intervalo abierto, y debido a esto, no es posible circular el fluido de control a la superficie.

Los objetivos que se persiguen con la aplicación de un tapón de cemento, son:

- Aislar intervalos.
- Abandonar pozos.
- Fijar pescados.
- Punto de apoyo para abrir ventanas.
- Corregir anomalías en la TR.
- Protección en el cambio de cabezales.

12.1.- PREPARACIÓN PARA UNA CEMENTACIÓN

CEMENTACIÓN PRIMARIA (CHECK LIST)

- 1.- Verificar que haya en presas el suficiente lodo para desplazar la lechada.
- 2.- Verificar el suministro de agua que sea lo suficiente para preparar la lechada.
- 3.- Si se trata de una cementación donde se va a manejar grandes volúmenes de lechada, debe contar con los dos laboratorios, rendimientos de lodo y dos necesarios para prepararla y tiempos bombéables.
- 4.- Si se instala un tanque estacionario para bombear agua, verificar su llevado con anticipación y verificar que no tenga fugas.
- 5.- Verificar que las líneas para suministro de lodo para desplazar la lechada no estén tapadas por asentamientos de material químico (barita)
- 6.- Verificar la existencia de otros fluidos en caso de que se requiera.
- 7.- Verificar que la unión de enlace entra la cabeza de cementar sea de la misma medida de la TR que la rosca se compatible y en buen estado.
- 8.- Revisar que las bombas del lodo del equipo estén en óptimas condiciones de operación.
- 9.- Contar con tablas de información técnica de las bombas a utilizar (duplex o triplex).
- 10.- Revisado de manómetros, localizador de peso y consola de control.
- 11.- Revisión del sistema de comunicación y voiceo del equipo.
- 12.- Asegurar buena iluminación en áreas de presas principalmente la del retorno de fluidos en temblorina.
- 13.- Tener la bitácora en orden donde se haya registrado las medidas, grados y pesos de las tuberías de revestimiento al introducir.
- 14.- Verificar que estas tuberías estén bien estibadas y ordenadas en las rampas, de acuerdo a sus libradores de pesos y medidas para su introducción en el pozo.
- 15.- Verificar que la nomenclatura de las franjas pintadas en la TR coincidan con el orden de la introducción de las mismas, medir en forma selectiva la tubería que esta colocada en la parte superior de la rampa (del extremo de cople al primer hilo del piñón cortando los datos asentados en la bitácora)

16.- verificar que las roscas de las cuerdas de los piñones y cajas de la TR estén previamente engrasados con sus protectores de vinil (no metálicos) colocados en forma correcta.

17.- contar con una presa para recibir fluidos excedentes de la lechada y evitar la contaminación del lodo en presas.

18.- contar con el servicio de transporte de los desechos de estos fluidos para desechar en locaciones autorizadas.

19.- contar con los accesorios requeridos para estar pesando la densidad de la lechada, en buen estado.

20.- evitar el deterioro de fluidos de desecho que contengan sustancias radioactivas o dañinas para la salud.

12.2 CALCULO DE LA CEMENTACIÓN DE LA TR DE 20" A 500 m.

Para facilidad del cálculo para ésta TR y para las subsiguientes tuberías de revestimiento a mayor profundidad y de menor diámetro se considera un solo grado de la TR, sin embargo, todas éstas tuberías de revestimiento se introducen en pesos y grados combinados, de acuerdo al diseño elaborado en función de la presión interna, a la resistencia, a la tensión y al colapso, la profundidad, densidad del fluido de control y otros parámetros de interés; razón por la cual, se deberán tomar en cuenta estos valores y hacer los ajustes correspondientes para el cálculo del cemento a utilizar, capacidades y volúmenes de los desplazamientos de baches y de las lechadas de cemento.

En relación al calculo de la densidad de cemento y volúmenes de la lechada a utilizar, se considera únicamente una lechada normal de densidad igual a 1.95 gr/cc con un rendimiento de lechada de 36.08 lt/sk y de 22.05 lt/sk de agua requerida para la mezcla y otra lechada de baja densidad de 1.60 gr/cc con rendimiento de lechada de 52.05 lt/sk y de 36 a 42 lt/sk de agua requerida. Sin embargo estos valores varían en función del gradiente de factura, gradiente de poro de la formación y su temperatura de fondo y otros parámetros que se determinan mediante la interpretación de registros geofísicos y de laboratorio.

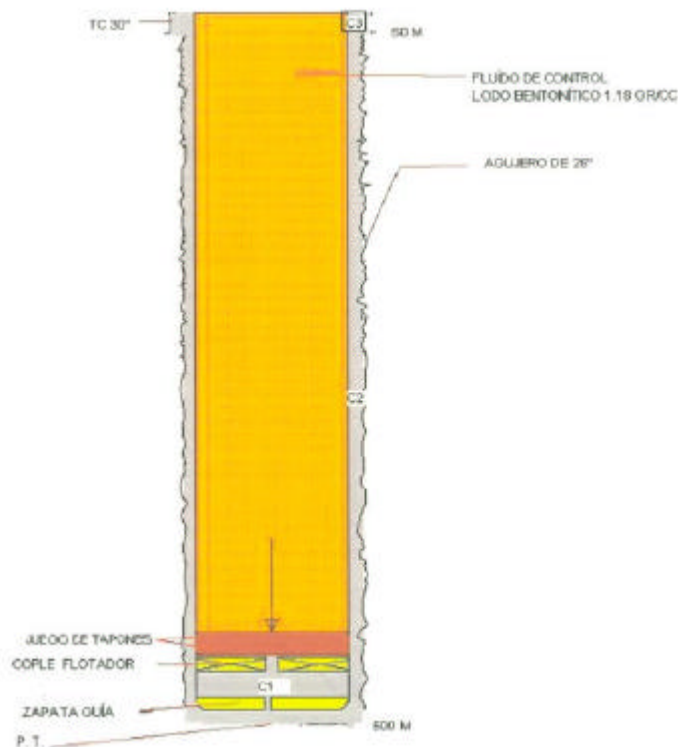


Figura Diagrama de la cementación de una TR de 20" a 500 m.

Datos del pozo	
Diámetro de la barrena	26"
Profundidad el agujero	500 m
Capacidad de la TR de 20" 94lb/pie	185.32 lt/m
Capacidad entre la TR de 20" y agujero de 26"	139.85 lt/m
Capacidad entre la TR de 30" y TR de 20"	253.35 lt/m
Datos del cemento	
Densidad	1.95 gr/cm ³
Rendimiento de lechada	36.08 lt/sk
Agua requerida	22.05 lt/sk
Tiempo bombeable	4.30 hrs

Cantidad de cemento a utilizar.

$$C1 = 24.0 \text{ m} \times 185.32 \text{ lt/m} = 4447.68 \text{ lt} / 36.08 \text{ lt/sk} = 123 \text{ sks} \times 50 \text{ kg/sk} \\ = 6150 \text{ kg} \quad \quad \quad = \mathbf{6.15 \text{ ton}}$$

$$C2 = 450.0 \text{ m} \times 139.85 \text{ lt/m} = 62\,932.25 / 36.08 \text{ lt/sk} = 1744 \text{ sks} \times 50 \text{ kg/sk} \\ = 87\,200 \text{ kg} \times 0.50\% = 43\,600 \text{ kg} \\ = 87\,200 + 43\,600 = 130\,800 \text{ kg} \\ = \mathbf{130.8 \text{ ton}}$$

$$C3 = 50 \text{ m} \times 253.85 \text{ lt/m} = 12\,692.5 \text{ lt} / 36.08 \text{ lt/sk} = 352 \text{ sks} \times 50 \text{ kg/sk} \\ = 17\,600 \text{ kg} \quad \quad \quad = \mathbf{17.6 \text{ ton}}$$

$$CTC = 6.15 + 130.8 + 17.6 = \mathbf{155 \text{ ton}}$$

Volúmen total de lechada

$$VLT = 155\,000 \text{ kg} / 50 \text{ kg/sk} = 3100 \text{ sk} \times 36.08 \text{ lt/sk} = 111\,848 \text{ lt} / 159 \text{ lb/bl} \\ = \mathbf{703 \text{ bls}}$$

Volumen total de desplazamiento

$$VTD = 476 \text{ m} \times 185.32 \text{ lt/m} = 88\,212 \text{ lt} / 159 \text{ lt/bl} = \mathbf{555 \text{ bls}}$$

PROGRAMA OPERATIVO

1. Una vez colocada la tubería de revestimiento de 20" a la profundidad programada, se coloca la campana de circulación del mismo diámetro y se circula a través de las mismas con fluido de control el tiempo necesario hasta que el lodo quede libre de recortes. Posteriormente colocar la cabeza de cementación doble de 20" con los tapones alojados como se indica en la figura (tapón de diafragma en la parte inferior y tapón sólido de desplazamiento en la parte superior).
2. Efectuar junta de seguridad en la que participe todo el personal involucrado en la operación y compañía de servicio, aclarar los puntos relevantes de la cementación e indicar de función a desempeñar de cada trabajador de acuerdo a su categoría así como la definición de las áreas de riesgo. Y colocar cintas de seguridad en las mismas (la misma consideración se deberá tomar para todas las cementaciones en general).
3. Probar líneas de la TP con 5000 psi y la de la TR con 2000 psi.
4. Bombear el primer bache de limpia (dens.= 1.0 gr/cc).
5. Probar el equipo de flotación.
6. Soltar el tapón de diafragma de 20".
7. Bombear el segundo bache separador (dens. Promedio entre la densidad del lodo y la densidad del cemento).
8. Bombear 703 bls de lechada (dens. = 1.95 gr/cc) a un gasto mínimo de 6 bpm.
9. Soltar el tapón sólido y desplazar lechada con 555 bls de lodo a la misma presión y gasto anterior. Registrar presión final con 500 psi arriba de la presión de circulación.
10. Esperar fraguado de 24 hrs., mínimo.

12.3 PROCEDIMIENTO PARA LA CEMENTACIÓN DE UNA TR Y DE UNA TR CORTA (Liner)

La preparación y los procedimientos para cementar una TR (intermedia) y una TR corta (liner) son:

1. Tener la profundidad programada.
2. Solicitar cemento y la unidad cementadora, con 4 horas de anticipación.
3. Hacer preparativos para meter TR.
4. Acondicionar lodo para meter TR sin problemas.
5. Efectuar viaje corto a la zapata y circular 1 ciclo completo.
6. Solicitar material para TR (según diámetro)
7. Preparar andamio (medio changuero).
8. Confirmar unidad y cemento a la hora indicada.
9. Cerciorarse que haya suficiente agua para la operación.
10. Desconectar manguera del stand pipe.
11. Meter TR.
12. Instalar unidad cementadora en cuanto llegue.
13. Hacer las circulaciones y el movimiento verticales, según programa.
14. Revisar la cabeza de cementación.
15. Preparar los dispersantes ha usar.
16. Terminada la última circulada, soltar el tapón diafragma.
17. Bombear:

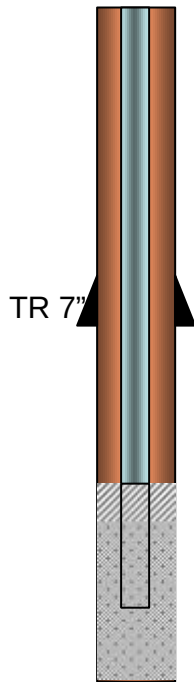
- a).- Dispersantes.
- b).- Colchón de agua (según programa).
- c).- Lechada, verificando su densidad.

18. Soltar tapón ciego y desplazar con lodo, usando la bomba del equipo o la unidad de alta.
19. Llegando el tapón al cople, suspender la operación.
20. Descargar presión a cero.
21. Cerrar la válvula de la cabeza de cementación.

12.4 VOLUMEN Y TIEMPO PARA DESPLAZAR UN TAPÓN

El volumen y el tiempo para desplazar un tapón por circulación, está en relación de la profundidad de la cima del tapón, así como el diámetro de la TP franca y la geometría del pozo.

Ejemplo:



Diámetro de barrena	5 7/8" 5.875
Tubería de perforación 3 1/2" 13.3 lb/pie a	4 800 m
Diámetro interior de la TP	2.764
Longitud del tapón	200 m
Densidad de la lechada	1.90 gr/cm ³
Rendimiento	38.7 lt/saco

Capacidad de agujero:

$$(D^2) \times .5067 \quad (5.875^2) \times .5067 = 17.48 \text{ lt/m}$$

Capacidad de TP :

$$(d^2) \times .5067 \quad (2.764^2) \times .5067 = 3.87 \text{ lt/m}$$

Volumen del acero:

$$0.1897 \times WTP = 0.1897 \times 13.3 = 2.52 \text{ lt/m}$$

Capacidad anular :

Capacidad de agujero – (capacidad de TP + volumen del acero)

$$Ca = 17.48 - (3.87 + 2.52) = 11.09 \text{ lt/m}$$

Relación espacio anular sobre TP:

$$\frac{\text{Capacidad agujero}}{\text{Capacidad de TP}} = \frac{17.48}{3.87} = 2.86 \text{ lt/m}$$

Volumen de lechada:

Capacidad de agujero x longitud del tapón =

$$17.48 \times 200 = 3496 \text{ lt}$$

Número de sacos de cemento:

Volumen de lechada
Rendimiento por saco

$$\frac{3,496}{38.7} = 90.3 \text{ sacos}$$

Profundidad nivelada del cemento:

$H = \frac{\text{Volumen de lechada}}{\text{Cap anular} + \text{Cap de TP}}$

$$H = \frac{3,496}{11.09 + 3.87} = 233.6 \text{ m}$$

Volumen del primer bache separador:

Capacidad anular x 50

$$11.09 \times 50 = 554 \text{ lt}$$

Volumen del segundo bache separador:

Capacidad de TP x 50

$$3.87 \times 50 = 193.5 \text{ lt}$$

Primer bache = segundo bache por relación:

$$193.5 \times 2.86 = 554 \text{ lt}$$

Cima del segundo bache:

Profundidad – (Longitud del tapón + 50)

$$4,800 - (200 + 50) = 4,550 \text{ m}$$

Volumen de lodo para desplazar:

(capacidad de TP x cima del segundo bache) + cap. de líneas superficiales

$$(3.87 \times 4550) + 200 = 17,809 \text{ lt} = 112 \text{ barriles}$$

PROGRAMA DE OPERACIÓN

1. Meter TP franca a 4 800 m.
2. Instalar unidad de alta y probar líneas.
3. Efectuar junta de seguridad.
4. Bombear el primer bache separador y verificar circulación 554 lt = 3.5 bl
5. Bombear lechada de cemento 3,496 lt = 21.9 bl
6. Bombear segundo bache separador 193.5 lt = 1.2 bl
7. Desplazar con 17,806 lt de lodo = 112 bl
8. Levantar 12 triple de TP
9. Circular un ciclo completo para lavar la TP verificando en el vivrador si se circulo algún puente de cemento.
10. Sacar a la superficie y esperar fraguado.

12.5 PROBLEMAS MÁS FRECUENTES Y COMO PREVENIRLOS

1. Falta de agua: De antemano deberá de almacenarse agua suficiente para la operación.
2. Falla de la unidad cementadora: probar la misma antes de iniciar la operación, y si falla, no iniciar a cementar hasta que llegue otra en condiciones.
3. Pérdida parcial y pérdida total de circulación: Si es pérdida parcial, es recomendable bajar el gasto de bombeo para reducir la presión; ahora, si la pérdida es total, hay que continuar con la operación.
4. Fuga en la cabeza de cementación: reemplazarla por otra de inmediato.
5. Falla en la unidad almacenadora de cemento (trompo) tratar de corregir la falla y tener otra línea alterna de aire del equipo.
6. Al desplazar la lechada, que el exceso de cemento caiga en la presa de asentamiento, dejar en la descarga de la línea de flote, a un elemento de la cuadrilla para estar pendiente, y cuando salga el cemento, que se descargue en el contenedor de recortes.
7. Al desplazar la lechada, fallen las bombas del equipo: terminar de desplazar con la unidad de alta.
8. Fuga en las uniones del stand pipe: cambiar los empaques de las uniones.
9. Descontrol del pozo: efectuar procedimiento de cierre de preventores.

CAPITULO 13

PEGADURAS DE TUBERÍAS

13.1 TIPOS Y CAUSAS DE LAS PEGADURAS

Las pegaduras de tuberías más comunes en las operaciones de perforación, son:

- Pegaduras en arenas
- Pegaduras con lodos, asentamiento, (precipitación) en el espacio anular.
- Pegaduras en ojos de llaves.
- Pegaduras Por Presión diferencial.
- Pegaduras mecánicas en empacadores y sartas múltiples.
- Pegaduras en pozos con cavernas.

CAUSAS:

LAS PEGADURAS EN ARENAS EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN. Es causada por una falla en la T R o a través del empacador, permitiendo que el espacio anular se llene con arena atrapando la tubería. La tubería de perforación puede ser atrapada al perforar cuerpos de arena que se atraviesan con mucha rapidez y no tener el rango de limpieza y circulación adecuado.

LAS PEGADURAS CON LODOS. Generalmente se presentan en agujeros entubados, y agujeros abiertos las causas que provocan este tipo de pegaduras son; por precipitación de sólidos por ruptura de emulsión en lodos base aceite, en lodos base agua por contaminación al rebajar cemento, yeso, domos salinos, aumentando la reología de los lodos (alta viscosidad, gelatinosidad y enjarre grueso).

LAS PEGADURAS EN OJO DE LLAVES. Ocurren en agujeros direccionales o (torcidos), debido a que la tubería de perforación genera una ranura en el lado bajo del agujero, en el radio de la pata de perro.

LAS PEGADURAS POR PRESIÓN DIFERENCIAL. Este término, se refiere a una condición de tubería pegada, que ocurre cuando la sarta se pone en contacto con una formación permeable expuesta en el agujero y cuando la sarta se deja estática sin circulación y rotación durante determinado tiempo. Esto sucede por que la presión hidrostática de la columna del lodo es mucho mayor que la presión de formación.

LAS PEGADURAS POR FALLAS MECÁNICAS. Ocurren durante la introducción de un empacador cuando se ancla a una profundidad no deseada, por tubería de revestimiento colapsada. También recuperar el empacador si este está atrapado por sedimentos aportados por la formación, otra causa de pegadura sucede al estar bajando aparejos de doble sarta.

LAS PEGADURAS EN POZOS CON CAVERNAS. Ocurren cuando se utilizan fluidos aireados la mayoría de las veces estos fluidos provocan una inestabilidad en las paredes del agujero provocando derrumbes y atrapamientos de la sarta

13.2 COMO IDENTIFICAR Y SOLUCIONES PARA CADA CAUSA.

Determinar la cantidad de tubería libre a través del método analítico, si al repetir este durante tres o más ocasiones los parámetros son erróneos, este es un indicativo de que la **pegadura en arena**.

Al estar operando con la unidad de punto libre y notar qué a determinada profundidad nos da cierto porcentaje de tubería atrapada y posteriormente a mayor profundidad nos da un parámetro de tubería libre este será otro indicativo de que el atrapamiento es por arenas.

Debido a lo anterior es recomendable que la determinación del punto libre se realice al jalón máximo permisible de la T. P. Correspondiente, esto permitirá que las juntas sean tensionadas contra la arena y restrinjan el movimiento de la tubería, obteniendo parámetros verdaderos de punto libre.

Cuando una pegadura es por **ruptura de emulsión** se detectara en las condiciones de lodo al notarse en la superficie la separación de la fase líquida y sólida, y cuando es provocada por lodo base agua contaminado, se reflejara al observar en la superficie lodo floculado (como pasta de dientes; alta gelatinosidad y viscosidad).

En este tipo de pegaduras la detección del punto libre es más difícil por lo cual se recomienda efectuar lecturas por torsión en vez de elongación debido a que las lecturas por torsión son más confiables, ya que al rotar la sarta el punto de cedencia se rompe.

Al perforar formaciones deleznales, como lutitas, puede haber derrumbes de las paredes del pozo y atrapar la TP debido a que el lodo no tiene la densidad adecuada (falta de peso), el filtrado demasiado alto y un enjarre sin consistencia (grueso y quebradizo).

Al perforar lutitas hidrófilas con lodos base agua y de alto filtrado, provocan hidratación de la formación, por tal motivo el agujero se cierra y atrapa a la tubería, lo que es conveniente usar lodos con inhibidores de hidratación (sales de Cl de potasio al 3 %). En caso de persistir el problema, es recomendable hacer cambio de base al lodo por lodos base aceite, que no hidrata a la formación, y de acuerdo con su contenido de sales (Cl Na y Cl Ca) en la relación acuosa, permiten la deshidratación de la formación por el efecto de la Ley de osmosis (donde líquidos de mayor salinidad, atraen a líquidos de menor salinidad), dando como resultados agujeros más estables.

LA PEGADURA EN OJO DE LLAVE. Por lo regular se ocasiona cuando se perfora un pozo direccional o hay indicios en agujeros verticales de que esta torcido (pata de perro) estas anomalías se forman en los cambios de formación de suave a dura.

En estos casos la tubería siempre tiene movimientos cortos hacia arriba y hacia abajo, pero no es posible pasar una junta o un Lastrabarrena a través del ojo de llave. En esta situación la tubería debe ser trabajada por encima del peso normal para obtener un parámetro de punto libre.

Cuando la tubería esta viajando hacia abajo, por lo regular en la mayoría de los casos, no se detecta ninguna dificultad al pasar a través del ojo de llave ya que la misma se cuelga hacia la parte baja del agujero, presentando una ligera resistencia, mostrándonos el inicio de la anomalía o desviación.

Cuando se tiene la seguridad de que se formo una “pata de perro”, existe la probabilidad de que se forme un ojo de llave, mas en formaciones blandas o en formaciones duras pero arcillosas, para estos casos es recomendable agregar un limpiador de asiento de chaveta estándar de cluch sencillo o doble sobre los lastra barrenas. Esta herramienta (camisa), cuando más deberá ser un octavo de pulgada más grande que la junta de la tubería o lastra barrenas, esto con el fin de ampliar y conformar el paso a través del ojo de llave.

Siempre se presenta el problema, cuando la tubería esta viajando hacia arriba, llegando al extremo de que ya no pasaran las juntas o los lastrabarrenas, si se trae el limpiador de asiento de chaveta, se recomienda utilizar de una a dos toneladas de tensión y rotación, par ir devastando y conformando hacia arriba la zona del ojo de llave.

Cuando no se trae el limpiador asiento de chaveta, es recomendable durante la perforación, colocar una junta de seguridad y un martillo hidromecánico de doble acción, esto con el fin de solucionar el problema cundo se presente, ya que en la mayoría de los casos cuando se presenta el problema de fricción, los perforadores y encargados, continúan jalando la tubería tratando de pasar, ocasionando una pegadura por acuíñamiento. Cuando esto se presente después de golpear hacia arriba, y notar que no hay avance en la liberación de la tubería se debe de golpear hacia abajo, liberar la tubería, meter al fondo del pozo, cargar peso sobre la junta de seguridad (bomper safety Joint), soltar a la izquierda, dejar los lastrabarrenas en el fondo, sacar la tubería, rimar, conformar o ampliar el ojo de llave y recuperar el pez.

PEGADURA POR PRESIÓN DIFERENCIAL. Este termino, se refiere a una condición de tubería pegada, que ocurre cuando la sarta se pone en contacto con una formación permeable expuesta en el agujero, y luego es mantenida en ese lugar por la diferencial existente entre la presión de la columna del lodo (hidrostática), y la de formación

A).- El peso del lodo no tiene que ser alto para que se presente la pegadura por presión diferencial, la presión hidropática, solo tiene que ser significativamente mayor que la presión de formación y el lodo contener suficientes sólidos para formar un enjarre.

B).- Las repuestas de las siguientes preguntas pueden ayudar a determinarse ha ocurrido una pegadura por presión diferencial. Si las respuestas a estas preguntas son afirmativas, probablemente la tubería esta pegada por presión diferencial.

¿Se pego la tubería después de permanecer sin movimiento en el agujero?

¿Puede romperse circulación y continuar esta a la presión normal?

¿Existe una formación permeable descubierta por arriba de la barrena?

¿Esta el agujero limpio y relativamente en buenas condiciones?

C).- LA PEGADURA POR PRESIÓN DIFERENCIAL. Puede intensificarse con el paso del tiempo con el aumento en el espesor de enjarre. Debe tomarse la acción adecuada inmediatamente después de que se pegue la tubería, existe mayor oportunidad de romper el enjarre de lodo con rotación que con la tensión de la tubería.

D).- Debe bombearse un bache de fluido base aceite en el espacio anular frente al punto de pegadura. Si no se conoce la profundidad de la formación permeable, puede correrse un registro de rayos gama para determinar donde está.

NOTA.- Se puede intentar como ultimo recurso antes de lavar (o de bombear el bache inclusive), bombear un fluido por la T P en forma de bache, y una vez descompensadas las columnas por este bache, bombearlo paulatinamente, hasta que la presión en el espacio anular, baje lo suficiente para disminuir la presión Diferencial.

PEGADURAS MECÁNICA (En un empacador u otro aparejo de fondo), este tipo de pegadura es muy fácilmente reconocido; y en un agujero recto, el punto libre y la desconexión no requiere técnicas o procedimientos especiales.

PEGADURA MECÁNICA EN SARTAS MÚLTIPLES. Esta situación ocurre, cuando las sargas de tubería de producción se entre lazan conforme bajan en el agujero.

A).- En esta situación, habrá considerable arrastre en la tubería; por lo tanto, usted tendrá que levantar bien por encima de su peso la tubería, y recargar la misma cantidad por debajo de su peso para abrir y cerrar el detector magnético.

B).- Normalmente tendrá que recargar la misma cantidad por debajo del peso de la tubería antes de desconectar.

C).- El corte químico o térmico de la tubería, sería probablemente el método mas práctico para recuperarla, debido a que en muchos casos, es muy difícil transmitir la torsión hacia abajo del agujero.

POZOS CON CAVERNAS. Las pegaduras pueden ocurrir por diversas razones pero la recuperación de la tubería es, en la mayor parte de los casos, un trabajo simple de punto libre y desconexión sin técnicas y procedimientos especiales, pero de lo que sí hay que prever es que, la desconexión no debe ser frente a la caverna, se corre el riesgo de perder la boca del pez, en estos casos procure siempre tener un registro de rayos gama.

13.3 DETECCIÓN DEL PUNTO LIBRE

Para obtener un punto libre estimado; calcule el peso de la sarta, incluyendo el peso del "block". Y si el pozo esta torcido o es direccional incluya el arrastre hacia arriba. Levante la tubería hasta este peso. Haga una marca sobre la tubería a la altura de la mesa rotaría. Tensione en base a la siguiente tabla, haga otra marca, mida la distancia entre ambas marcas. Esta le dará un valor de 3 ½" de elongación por cada 1000 pies de tubería libre.

Pies de tubería libre = (No. De pulgadas de elongación entre 3 ½") x 1,000 .

Otro método para obtener un punto libre estimado, sería el uso de gráficas. Para usar este método, debe ser calculado el peso de la sarta, incluyendo el block. Levante la tubería hasta este peso. Ponga una marca sobre la tubería a la altura de la rotaria. Luego tensione cualquier número deseado de libras (toneladas), sobre su peso. Ponga otra marca sobre la tubería a la altura de la rotaria. Mida el número de pulgadas hasta el jalón en libras (toneladas), usado para conseguirlas, y lea desde esta línea la longitud en pies en la columna izquierda para determinar el punto libre estimado.

HOMCO

**LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE ELONGACION SERAN IGUAL
A TRES Y MEDIA PULGADAS POR CADA 1000 PIES DE TUB. LIBRE.**

Diámetro de tubería		lbs/pie	Req. a la tensión lbs.
1"	Tubing	1.80	4,000
1"	Tubing	2.25	5,000
1 1/4"	Tubing	2.40	5,500
1 1/2"	Tubing	2.90	6,500
2 1/16"	Tubing	3.40	7,500
2 3/8"	Tubing	4.70	10,000
2 3/8"	Tubing	5.30	12,000
2 3/8"	Tubing	5.95	13,000
2 7/8"	Tubing	6.50	14,000
2 7/8"	Tubing	7.90	17,000
2 7/8"	Tubing	8.70	19,000
3 1/2 "	Tubing	9.30	20,000
3 1/2 "	Tubing	10.30	23,000
3 1/2 "	Tubing	12.95	28,000
4"	Tubing	11.00	24,000
4"	Tubing	13.40	29,000
4 1/2"	Tubing	12.75	28,000
4 1/2"	Tubing	15.50	34,000
4 1/2"	Tubing	19.20	42,000
2 3/8"	Drill Pipe	6.65	15,000
2 7/8"	Drill Pipe	10.40	23,000
3 1/2"	Drill Pipe	13.30	30,000
3 1/2"	Drill Pipe	15.50	34,000
4 1/2"	Drill Pipe	16.60	36,000
5"	Drill Pipe	19.50	43,000
5"	Drill Pipe	25.60	55,000
5"	Casing	15.00	33,000
5 1/2"	Casing	17.00	38,000
6 5/8"	Casing	24.00	53,000
7"	Casing	35.00	77,000
7 5/8"	Casing	29.70	66,000
8 5/8"	Casing	40.00	88,000
9 5/8"	Casing	43.50	96,000
10 3/4"	Casing	45.50	100,000

13.4.- CALCULO DE BACHES PARA PEGADURAS POR PRESIÓN DIFERENCIAL

SECUENCIA OPERATIVA PARA COLOCAR UN BACHE EN PEGADURAS POR PRESIÓN DIFERENCIAL

Determinar la profundidad aproximada a la cual esta pegada la tubería.

Calcular volumen del bache requerido.

Solicitar unidad de alta y aditivos para preparar bache.

Colocar el bache en el intervalo determinado (usar lodo para desplazarlo).

Al terminar la operación checar que no haya flujo en la TP con la cuál se sabrá si quedaron balanceadas las columnas dentro y fuera de ésta.

Ejemplo:

Profundidad.- = 3,000 M.

Tubería libre.- = 2,806 m.

Intervalo pegado 194 m.

Dejar el Bache 50 m. Arriba de la pegadura.

Descripción del Pescado:

Bna. 8 5/8" y 12 D.C. 6 1/4" = 114 m. Diam. Int. 2 1/4"

T.P. 4 1/2 X95 16.6 Lb/pie = 80 m. Diam. Int. 3.826"

Datos requeridos:

Calcular capacidad anular entre agujero y lastrabarrenas

$$(D^2 - d^2) \times 0.5067 = 20.0 \text{ l/m.}$$

Calcular capacidad anular entre agujero y P.

$$(D^2 - d^2) \times 0.5067 = 27.43 \text{ l/m.}$$

Calcular capacidad interior de la T.P.

$$(d^2) \times 0.5067 = 7.4 \text{ l/m.}$$

Calcular capacidad interior de las lastrabarrenas.

$$(d^2) \times 0.5067 = 4.96 \text{ l/m.}$$

Volumen requerido para el bache en las lastrabarrenas.

$$114 \times 24.96 = 2,845 \text{ lt.}$$

Volumen requerido para el bache en la TP.

$$80 + 50 = 130 \text{ m.} \times 34.83 \text{ l/m.} = 4,527 \text{ lt.}$$

$$7,372 \text{ lt.}$$

Volumen de lodo para desplazar el bache.

$$\text{Profundidad total} - \text{longitud a cubrir} = 3000 \text{ m.} - 244 \text{ m.} = 2,756 \text{ m.}$$

$$2,756 \text{ m.} \times 7.4 \text{ l/m.} = 20,394 \text{ lt. de lodo.}$$

13.5 PROCEDIMIENTO PARA STRING-SHOT

Al efectuar la operación de String-Shot, se deberán realizar los siguientes procedimientos en coordinación con el Inspector técnico, perforador, personal de disparos y personal de la cuadrilla, tomando en consideración todas las medidas de seguridad, debido al riesgo de dicha operación:

1. Al colocar en el peso de la TP libre, ponga una marca a nivel de la rotaria, y refiérase siempre a ésta para efectuar el disparo.
2. Si al pegarse la tubería, quedó la flecha dentro del pozo, desconecte ésta cargando el peso de la sarta dejando únicamente sobre el gancho el peso de dicha flecha. Aplique torsión a la izquierda hasta que desconecte.
3. Conectar una madrina a un tramo corto de tubería para que ésta quede 2 ó 3 m. Arriba del nivel de la rotaria, y colocar una válvula de control (válvula de pié.)
4. Torsión, antes de dar torsión a la izquierda, siempre asegúrese que la tubería este bien apretada, para evitar que se desenrosque en otro punto. Siempre dé más torsión a la derecha de la que se aplique a la izquierda.
5. Nunca cubra más de una junta con primacord, se pueden dejar dos pescados en el pozo.
6. Procure no efectuar string-shot frente a sustitutos cortos
7. Al aplicar torsión a la TP es conveniente amarrar juntas las asas de las cuñas.
8. Coloque el seguro del gancho en la polea viajera.

9. Siempre deje un tramo libre cuando se efectúe el string-shot para facilitar al lavar o entrar a pescar.
10. No efectúe trabajos de soldadura eléctrica y pare las plantas de luz y el radio al preparar la mecha para los disparos.

13.6 HERRAMIENTAS DE PESCA

Dentro de las herramientas de pesca, existe una diversidad de ellas dependiendo de las características de la boca del pez, y las condiciones en que se encuentre éste dentro del agujero, siendo las más usuales:

Enchufe de pesca derecho o izquierdo (Bowen S-70 y Bowen S-150)

Enchufe rotatorio izquierdo (Houston Engineers)

Tarrajas derechas o izquierdas.

Machuelos derecho o izquierdo.

Pin tap derecho o izquierdo.

Juntas de seguridad derechas o izquierdas.

Martillos mecánicos (sub. golpeador Bowen, sub. golpeador Houston Engineers, doble acción Mc.cullough, doble acción Dailey L-1).

Martillos hidráulicos (H.E. tipo "TC", Johnston tipo "FB", Johnston tipo "TR", Súper percusor (Bowen tipo "Z").

Aceleradores hidráulicos. (H.E. tipo "ACCD", Bowen).

Tramo curvo acondicionado.

CAPITULO 14

PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y BAJO BALANCE

14.1 CONCEPTOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

ANTECEDENTES

A principios de los años 20's se comenzó a saber de la Perforación Direccional, para esa época se veía como un ARTE, ya que se pensaba imposible desplazar un pozo en cierta dirección del equipo de perforación. En nuestros días la Perforación Direccional se puede ver como una ciencia, aun que no siempre una ciencia exacta. Con el uso de las técnicas de Perforación Direccional podemos hacer más económicas la producción de un pozo, además de proteger el medio ambiente sin nuevas localizaciones ni caminos de acceso por enunciar algunos de los beneficios de esta rama de la perforación.

PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Es el proceso de dirigir un pozo en una trayectoria predeterminada para interceptar un objetivo localizado a determinada distancia de la localización superficial del equipo de perforación. En sus inicios la perforación de pozos direccionales fue evidentemente motivada por los aspectos económicos los campos costa afuera de California fueron una de las áreas de oportunidad para su crecimiento. Descubrimientos posteriores de aceite y gas en el Golfo de México y otros lugares promovieron su expansión. Evidentemente esta técnica surgió como una operación de remedio y se fue desarrollando de tal manera que hoy en día es considerada como una de las alternativas para la optimización de yacimientos.

Esta técnica comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales de alcances extendidos y multilaterales.

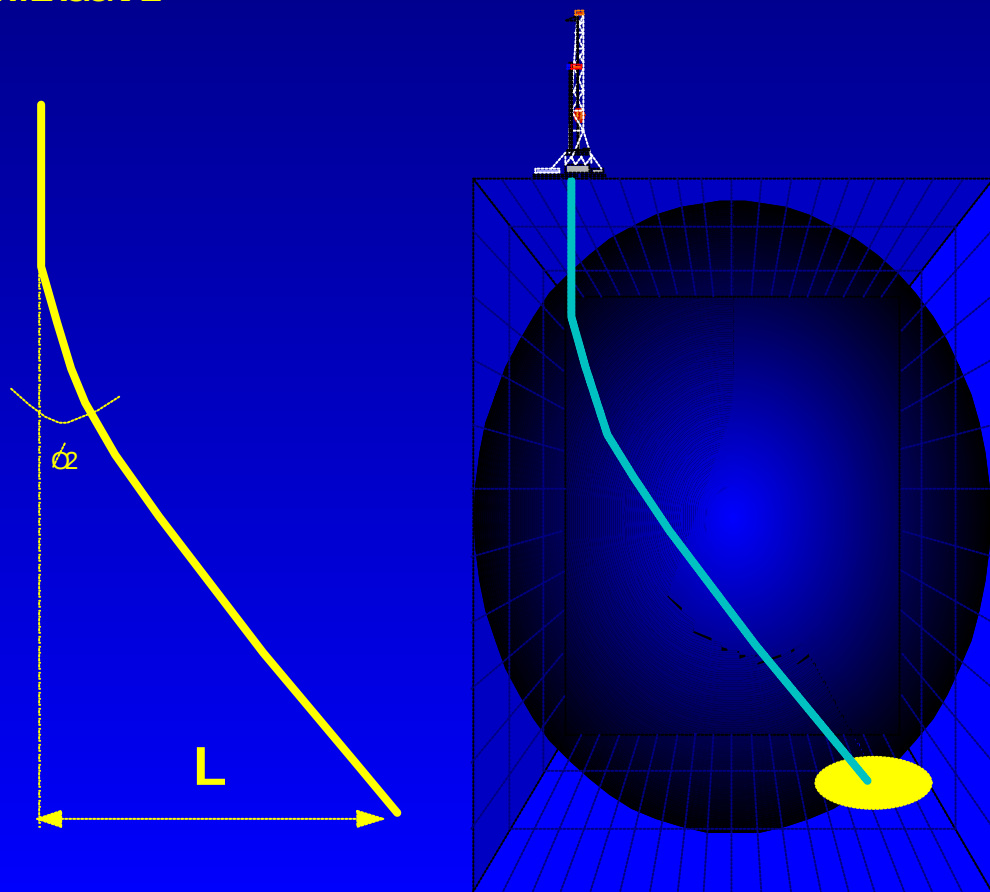
El control de la desviación es otro concepto que se relaciona con frecuencia con la Perforación Direccional, el cual se puede definir como el proceso de mantener al pozo dentro de algunos límites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación, o desplazamiento horizontal con respecto a la vertical, o a ambos.

APLICACIONES TÍPICAS DE LA PERFORACIÓN CONTROLADA

La Perforación Direccional de un pozo petrolero, ya se debió a problemas de perforación o a consideraciones económicas, tiene muchas aplicaciones; esta a ayudado a desarrollar proyectos muy importantes, tanto económicos como de yacimientos, lo que ha permitido un desarrollo muy importante en esta técnica y su practica más común es en:

- ❑ Pozos múltiples desde una estructura (plataforma)
- ❑ Pozos de alivio
- ❑ Controlando pozos verticales
- ❑ Sidetrack (desviación)
- ❑ Localizaciones Inaccesibles
- ❑ Perforando fallas
- ❑ Perforando domos salinos
- ❑ Reentradas
- ❑ Perforación horizontal
- ❑ Perforación multilateral

ALTERNATIVA PERFORAR PRIMERO UN POZO DIRECCIONAL EN FORMA CONVENCIONAL



En PEMEX fuertes aspectos ambientales, sociales y económicos han incrementado el uso de la Perforación Direccional. En algunos campos como son Luna, Samaria por ejemplo simplemente ya no es conveniente hacer localizaciones y caminos de acceso para cada pozo. Así como en las instalaciones marinas (plataformas) en tierra se han construido islas y macro peras desde la cuales se están perforando varios pozos esto no solo ha incrementado la actividad de la Perforación Direccional, sino que también los programas de trayectorias se están volviendo más complicados, aplicándose en situaciones o áreas donde no era común hacerlo por ejemplo, se están perforando pozos direccionales para desarrollo geotérmico, los cuales están perforados en granitos duros y en otras rocas ígneas y metamórficas, en la Región Sur utilizando esta técnica se llevo a cabo con éxito el redireccionamiento del pozo Sen 113 en formaciones compactas del cretácico.

En la actualidad la Perforación Direccional a tomado mayor importancia ya que para el mejor desarrollo de un yacimiento es conveniente un análisis técnico – económico.

A continuación se describe un breve procedimiento tanto de selección del tipo de trayectoria más conveniente para alcanzar el objetivo programada, como los trabajos previos y secuencia operativa de cada una de las trayectorias existentes.

14.2 PROCEDIMIENTO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

PLANEACIÓN DEL PROYECTO DIRECCIONAL

El primer paso en la planeación de cualquier proyecto direccional es diseñar la trayectoria del pozo para alcanzar el objetivo puesto. El diseño inicial debe proponer los diferentes tipos de trayectoria que pueden ser perforados económicamente. El segundo o diseño final debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los aparejos de fondo que serán utilizados y otros factores que pudieran influenciar la trayectoria del pozo, por lo tanto, podemos decir que la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Características de la estructura geológica
- Espaciamiento entre pozos
- Profundidad vertical
- Deslizamiento al objetivo

CONFIGURACIONES BÁSICAS

Un programa de perforación direccional bien concebido se basa en información geológica confiable, localización del objetivo, etc. Esta información se utiliza para determinar la configuración más adecuada para alcanzar el objetivo solicitado. La

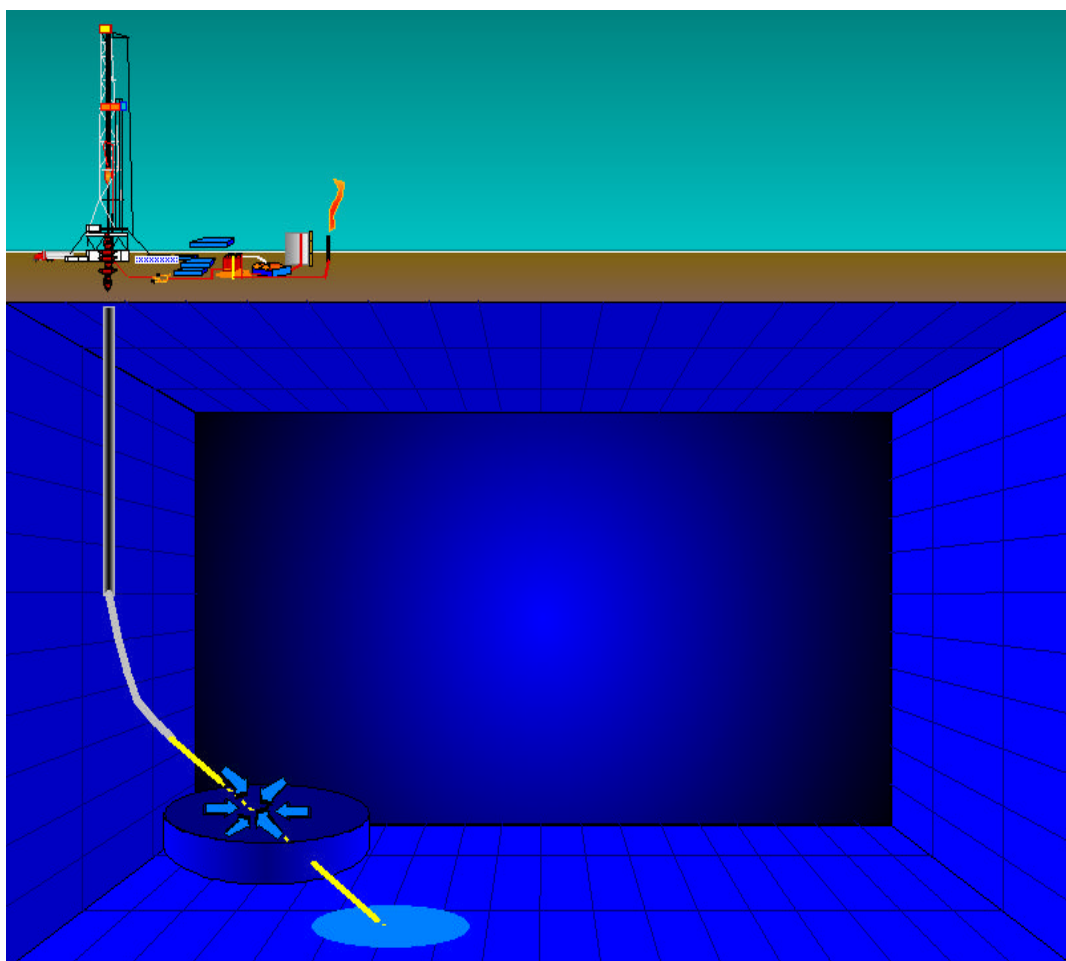
práctica nos indica que casi todos los pozos desviados caen en estas tres categorías siguientes:

TIPO No. 1.- El pozo de configuración tipo “slant” se planea de modo que la desviación inicial se obtenga de una profundidad somera o intermedia dependiendo de la longitud del desplazamiento total al objetivo.

TIPO No. 2.- El pozo de configuración en “S” o “S Modificada” se utiliza cuando se requiere atravesar de manera vertical los intervalos productores de un yacimiento, ya que se construye esta configuración en tres intervalos:

1. Al inicio se incrementa el ángulo de 0° al deseado
2. Se mantiene el ángulo y rumbo
3. Decremento de ángulo 0° (en tipo “S”) y decremento y mantiene un ángulo menor al que se construyó hasta alcanzar el objetivo (“S Modificada”)

TIPO No. 3.- El inicio de desviación se comienza lo más bajo posible de la superficie, alcanzando el ángulo máximo en la cima del objetivo, esta configuración es especialmente apropiada para situaciones tales como. Atravesar fallas o domos salinos.



CONFIGURACIONES BÁSICAS

CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO DE TRAYECTORIA

Los parámetros necesarios para la planeación de pozos direccionales dependen de la zona en que se realiza la perforación. De esta zona se debe conocer la litología, la situación estructural y la profundidad vertical de los posibles intervalos productores. Realizando un análisis de esta información, se debe considerar los siguientes factores:

LOCALIZACIÓN DEL EQUIPO

La localización superficial del equipo de perforación depende de la distribución estructural de las formaciones a perforar. Se deberá aprovechar en la medida de lo posible la tendencia que presentan determinadas formaciones de desviar el curso de la barrena o de mantener su rumbo durante la perforación.

PROFUNDIDAD VERTICAL DEL OBJETIVO

Este dato no es posible modificarlo, ya que es función de la profanidad a la cual se encuentra la estructura productora.

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL AL OBJETIVO

Este valor es funcional de la localización superficial que tenga el equipo de perforación. Se supone que dicha localización fue determinada considerando la distribución estructural de las formaciones a perforar, por lo tanto se considera como un dato fijo.

PROFUNDIDAD DE INICIO DE DESVIACIÓN (KOP)

Este dato debe obtenerse considerando las características de las formaciones a perforar, se recomienda que la etapa de incremento de ángulo se lleve a cabo en formaciones suaves a medias suaves. Puede considerarse que la profundidad de KOP y la velocidad de incremento de ángulo darán la pauta para elegir el patrón de desviación.

VELOCIDAD DE INCREMENTO DE ÁNGULO

Este valor nos determina la longitud a perforar para alcanzar el ángulo requerido para el proyecto, la velocidad de construcción dependerá del programa de tuberías de revestimiento así como del desplazamiento y profundidad vertical del objetivo.

ÁNGULO MÁXIMO

En el diseño direccional del ángulo máximo es un factor importante para estimar el tiempo de intervención y contemplar un programa de contingencia, que nos permita optimizar las operaciones.

En algunos casos existe un comportamiento especial dependiendo del ángulo máximo que se alcance, por ejemplo:

Perforar direccionalmente con ángulos menores de 17° , presenta variación constante de la dirección del pozo, lo que repercute en estar corrigiendo casi toda la trayectoria del pozo a perforar, con ángulos entre 18° a 33° , su comportamiento es muy estable, son fáciles de mantener sin variación suave. Perforar direccionalmente con ángulos mayores de 33° , a medida que el ángulo aumenta, presenta problemas de arrastre y de una limpieza deficiente, que mal tratados pueden ocasionar problemas mecánicos.

DIÁMETRO DEL POZO

El diámetro del pozo y consecuentemente el programa de tuberías de revestimiento son parámetros que dependen principalmente de la profundidad del objetivo, de las características de las formaciones a perforar. En pozos profundos donde a 4250 m, se usan barrenas de 12" ó bicéntricas de 10 5/8 x 12", con fluidos de perforación hasta de 2.04 gr/cm³, se presentan problemas de avances en los inicios de desviación con estos diámetros de agujero, debido a que son los intervalos en donde se desliza mas metros y que debido a las presiones que se reflejan se tienen restricción en gastos la RPM en barrenas se limitan.

ASENTAMIENTO DE TR

El diseño de un pozo direccional debe considerar como mínimo que las tuberías de revestimiento se encuentran 25 metros arriba del inicio de desviación y de 20 a 50 metros debajo de haber alcanzado el ángulo máximo, esta consideración nos evita posibles problemas de desprendimientos de zapatas.

CILINDRO DE CONTROL

Es el radio de control que se lleva durante la perforación de un pozo, normalmente esta influenciado por las profundidades a perforar así como por la capacidad del yacimiento, normalmente se manejan radios de 25 metros. Al cilindro imaginario se le conoce como cilindro de control.

CONSIDERACIONES ANTICOLISIÓN

La colisión con pozos vecinos puede ser un problema cuando se perforan varios pozos a partir de una misma localización superficial, lo cual hoy día no es condición de plataformas marinas, ya que como se comento se tienen proyectos de localizaciones donde no solo se hacen varios pozos de una misma localización sino que inclusive con dos equipos perforando simultáneamente en la misma localización (macro peras) donde se tienen ya perforados y produciendo. La planeación anticolisión comienza con la toma de registros de desviación exactos del pozo en cuestión y con la recolección de todos los pozos vecinos, así como un juego completo de los programas de pozos a perforar en el futuro en la misma localización (macro pera) o plataforma.

Los registros y los programas se utilizan para “mapear” el pozo propuesto con respecto a todos los existentes y a los propuestos. Estos mapas comúnmente llamados “arañas” muestran las proyecciones horizontales de cada pozo (conductor). Estas arañas generalmente están construidas a una escala pequeña para proporcionar una vista general del campo, aunque también pueden construirse a una escala mayor para permitir realizar análisis detallados de una parte específica del campo. La araña puede se utilizada para trazar una trayectoria programada y analizar visualmente el riesgo de colisionar con otros pozos.



INICIO DE DESVIACIÓN

Antes de iniciar la desviación de un pozo, es conveniente dar a conocer a toda persona involucrada en el desarrollo de las operaciones de una manera concisa y directa las áreas de riesgo así como las áreas de oportunidad con el objeto de mejorar rendimientos, abatir tiempos, agilizar tramites, prevenir posibles fallas y así mejorar los desempeños alcanzados en el campo. Por tal motivo se enuncian algunas de las más importantes consideraciones que se debería tener como procedimientos durante la desviación de un pozo, sin esto ser limitativo, ya que cada trabajo es único, más sin embargo se enumeraran las mínimas a considerar.

1. Efectuar una reunión entre el supervisor y los contratistas seleccionados para la perforación del pozo, en ella deberán considerarse todos los aspectos contractuales y técnicos necesarios para el mejor desarrollo de las actividades
2. De la reunión entre el supervisor y el contratista se programara por lo menos antes de iniciar la etapa direccional una reunión en la localización con el personal operativo y cono tras compañías que deberán estar involucradas en la ejecución de los trabajos, por ejemplo: Coordinador, ITP, ITF, Control de Sólidos, Barrenas, etc. En esta reunión se dará a conocer a todas las personas involucradas del programa operativo direccional tentativo, en ella se tocaran como mínimo los tipos de herramientas (motores, MWD etc.) las características de las bombas, precarga de las mismas, limitantes de presión, contenido de sólidos indeseables en el lodo. Etc.
3. De la reunión en la localización se elaborara un programa direccional el cual servirá de patrón para el inicio de las operaciones.
4. Al recibir las herramientas en localización estas deberán contar con certificado de inspección redactado por proveedor aceptado por PEP. Deberán ser recibidas por el desviador de la compañía asignado al proyecto, de acuerdo con el ITP se colocarán en el lugar que éste asigne de acuerdo a su programa de uso.
5. El desviador desde su llegada a la localización deberá checar que cuenta con las herramientas adecuadas para la ejecución de los trabajos.
6. El desviador entregará al supervisor una lista completa de las herramientas y el personal que se encuentra en localización.
7. El supervisor y el personal operativo, siempre se deberán de tener en cuenta la tasa de "construcción" del pozo así como su cilindro de control.
8. Dependiendo de la longitud perforada y de la tasa de penetración se deberán programar viajes cortos al inicio de desviación verificando en todo momento el arrastre, deberá de cuidar no acuñarse en algún viaje por posibles ojos de llave en formaciones muy suaves, deberá de trabajar siempre la sarta hacia abajo. Circular y repasar (para arriba fuera posible) hasta dejar el pozo en condiciones. Por el contrario si al bajar se tuviera una resistencia se sacará el menos una lingada y se repasará tubo por tubo hasta dejar el pozo en condiciones.
9. Una vez alcanzada la profundidad de asentamiento de tubería de revestimiento (TR) se sacara la sarta a superficie dependerá del tipo de pozo y

características del proyecto pero es recomendable en formaciones suaves hacer un viaje con barrena piloto antes de meter la TR.

10. Repasar el último tramo antes de llegar al fondo, esto con el objeto de eliminar un posible acuífamiento y dejar el pozo en condiciones para perforar en modo deslizado.
11. Orientar la cara de la herramienta al rumbo programado, de ser necesario por alguna afectación magnética deberá de orientarse con equipo giroscópico.
12. Perforar hasta el cambio de barrena, motor de fondo o vida útil de las baterías.
13. Una vez alcanzado el ángulo máximo y la dirección objetiva se deberá de llevar el pozo lo más apegado al proyecto posible, esto será de común acuerdo con el supervisor y el personal operativo, siempre se deberá de tener en cuenta la tasa de "camino" del pozo así como su cilindro de control.
14. Dependiendo de la longitud perforada y de la tasa de penetración se deberán programar viajes cortos al inicio de desviación verificando en todo momento el arrastre, deberá de cuidar no acuífarse en algún viaje por posible ojos de llave en formaciones muy suaves, deberá de trabajar siempre la sarta hacia abajo, circular y repasar (para arriba si fuera posible) hasta dejar el pozo en condiciones. Por el contrario si al bajar se tuviera una resistencia se sacara al menos una lingada y se pasará tubo por tubo hasta dejar el pozo en condiciones.
15. Una vez alcanzada la profundidad de asentamiento de TR se sacará la sarta a superficie dependerá del tipo de pozo y características del proyecto pero es recomendable en formaciones suaves hacer un viaje con barrena piloto antes de meter la TR.

14.3 EQUIPO Y HERRAMIENTAS UTILIZADAS

SISTEMAS MWD

Desde hace algunas décadas, las compañías buscaron la manera de registrar las formaciones durante la perforación, aunque tecnológicamente era muy difícil fabricar herramientas que pudieran contrarrestar las difíciles condiciones de fondo y transmitir información confiable. Diferentes métodos de transmisión fueron utilizados: electromagnéticos, acústicos, de pulsos, de modulación de pulsos, o cable y tubería. De todos los métodos de transmisión los de pulsos de presión y los de modulación de pulsos han evolucionado a sistemas comerciales actualmente utilizados por la comunidad de perforación direccional.

Los dos sistemas MWD más comunes son el sistema de pulsos de presión y el de transmisión de pulsos modulados de presión.

El sistema MWD utiliza pulsos para transmitir la información de la herramienta a la superficie en forma digital (binaria). Estos pulsos son convertidos en energía eléctrica por medio de un transductor en superficie, los cuales son codificados por una computadora.

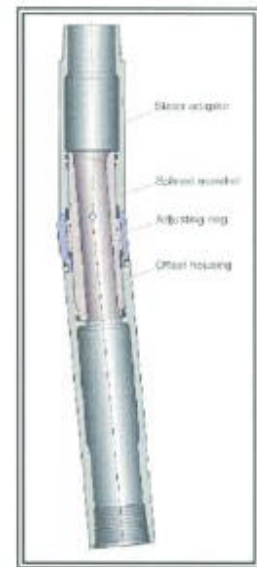
Existen diversas compañías que proporcionan este servicio a la industria petrolera en todo el mundo, siendo los sistemas más utilizados en la actualidad para el control direccional de los pozos.

CODOS DESVIADORES (Bent sub)

Se corren en la parte superior de un motor de fondo y son elementos de tubería de doble piñón, en el cual se conecta de manera normal a la sarta a través de su extremo superior y el extremo inferior está maquinado con un ángulo de desviación fuera del eje del cuerpo. Estos elementos le proporcionan el ángulo a la sarta para poder perforar, generalmente a bajos ritmos de incremento. Sólo pueden ser utilizados sin rotar (deslizándose). Su uso ya no es común debido al advenimiento de los aparejos dirigibles.

JUNTA ARTICULADA

A esta herramienta se el conoce también como unión articulada o rodilla mecánica. Este conjunto se basa en el principio de la unión universal, la parte puede girarse a un cierto ángulo de inclinación.



Junta articulada

MOTORES DE FONDO

Los motores de fondo constituyen el último desarrollo en herramientas desviadoras. Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Pueden utilizarse para perforar tanto pozos verticales como direccionales.

Entre las principales ventajas proporcionadas por el empleo de los motores de fondo podemos mencionar los siguientes:

Proporcionan un mejor control de desviación.

Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria del pozo.

Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación.

Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la barrena.

Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación.

Se pueden obtener mejores ritmos de penetración.



Arreglo de un motor dirigido

Analizando las ventajas anteriores podemos concluir que el uso de los motores de fondo, reduce los riesgos de pescados, hacer óptima la perforación y en consecuencia, disminuye los costos totales de perforación.

Cabe aclarar que el motor de fondo no se realiza la desviación por si solo, requiere del empleo de un codo desviador (bent sub.). El ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio de ángulo.

Los motores de fondo pueden trabajar (en mayoría de los casos) con cualquier tipo de fluido de perforación (base agua aceite), lodos con aditivos e incluso con materiales obturantes. Aunque los fluidos con alto contenido de sólidos reduce en forma significativa la vida de la herramienta. El contenido de gas o aire en el fluido pueden provocar daños por cavilación en el hule del estator.

El tipo de diámetro del motor a utilizar depende de los siguientes factores:

Diámetro del agujero.

Programa hidráulico.

Angulo del agujero al comenzar la operación de desviación.

Accesorios (estabilizadores, lastrabarrenas, codos, etc.).

La vida útil del motor depende en gran medida de las siguientes condiciones:

Tipo de fluido.

Altas temperaturas.

Caídas de presión en el motor.

Peso sobre barrena.

Tipo de formación.

Los motores de fondo pueden ser de turbina o helicoidales. En la figura se muestra un diagrama de un motor dirigible, el cual es la herramienta más utilizada para perforar pozos direccionales y se caracteriza por tener la versatilidad de poder perforar tanto en el modo rotatorio, como deslizando. Estos aparejos evitan la necesidad que se tenía en el pasado de realizar viajes con tubería para cambiar los aparejos de fondo. En la figura se muestra una sección transversal de un motor de fondo. Ambos motores pueden dividirse en los siguientes componentes: conjunto de válvula de descarga o de paso, conjunto de etapas (rotor-estator, hélices parciales), conjunto de conexión, conjunto de cojinetes y flecha impulsora, unión sustituta de rotación para barrena.

En México se ha generalizando el uso de motores de fondo, utilizándose ya sea para iniciar la desviación en un pozo direccional o para corregir la trayectoria de un curso fuera de programa.

CONTROL DE DESVIACION

En sus inicios, la perforación direccional fue utilizada para controlar la desviación, esto es, para mantener la inclinación o el desplazamiento horizontal de un pozo dentro de límites preestablecidos.

Actualmente, la principal aplicación del control de la desviación es limitar el ángulo de inclinación por razones tales como: mantener el agujero dentro de líneas territoriales o dentro de determinadas líneas de drenaje.

La práctica de alcanzar objetivos determinados se considera perforación direccional y no control de la desviación, aún cuando las inclinaciones y los desplazamientos sean pequeños.

Antes de la llegada de los motores de fondo y por lo tanto, de las sartas dirigibles, se utilizaban los llamados aparejos de fondo para controlar la trayectoria. Es decir, para incrementar, mantener o disminuir el ángulo de desviación. Por lo tanto, es conveniente mencionar los principios básicos que se utilizaban para diseñar un aparejo de fondo y sus principales configuraciones.

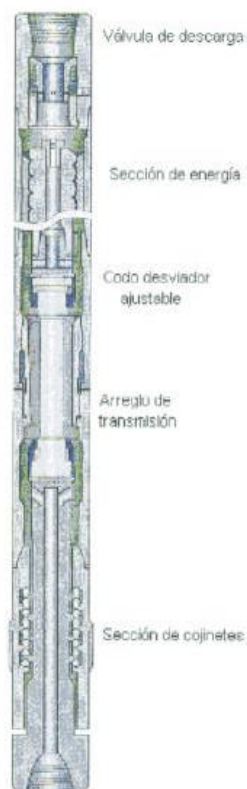


Figura Sección transversal de un motor de fondo

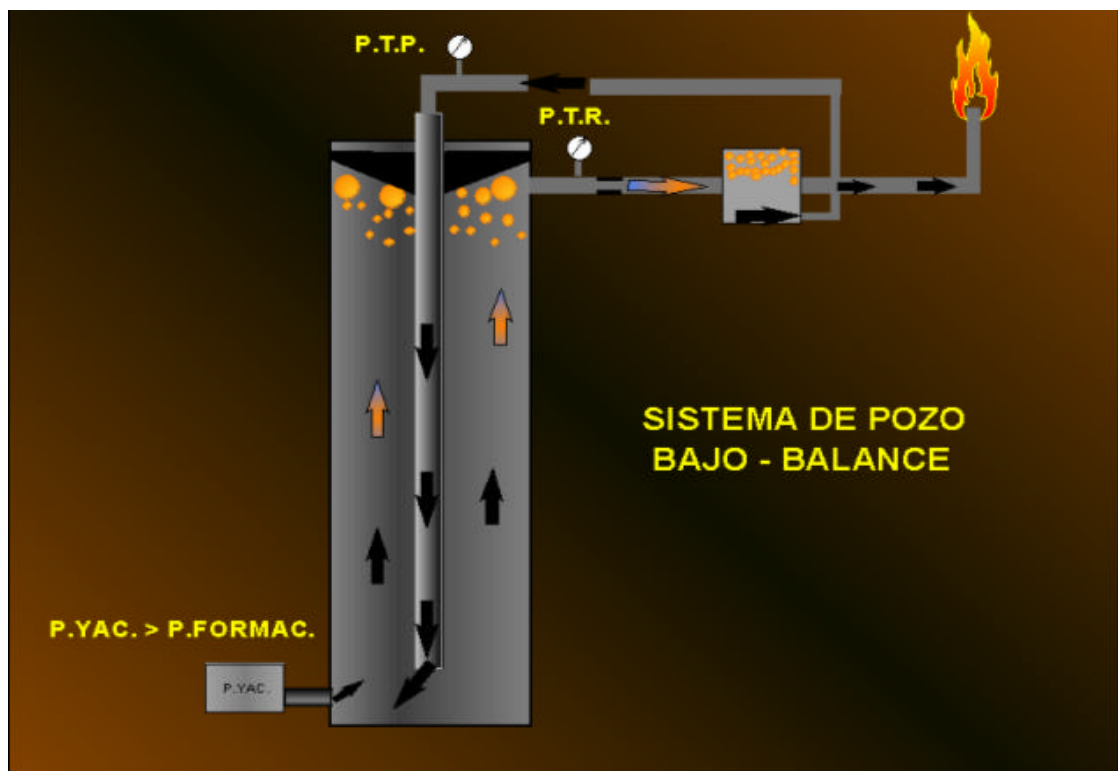
14.4 CONCEPTOS DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

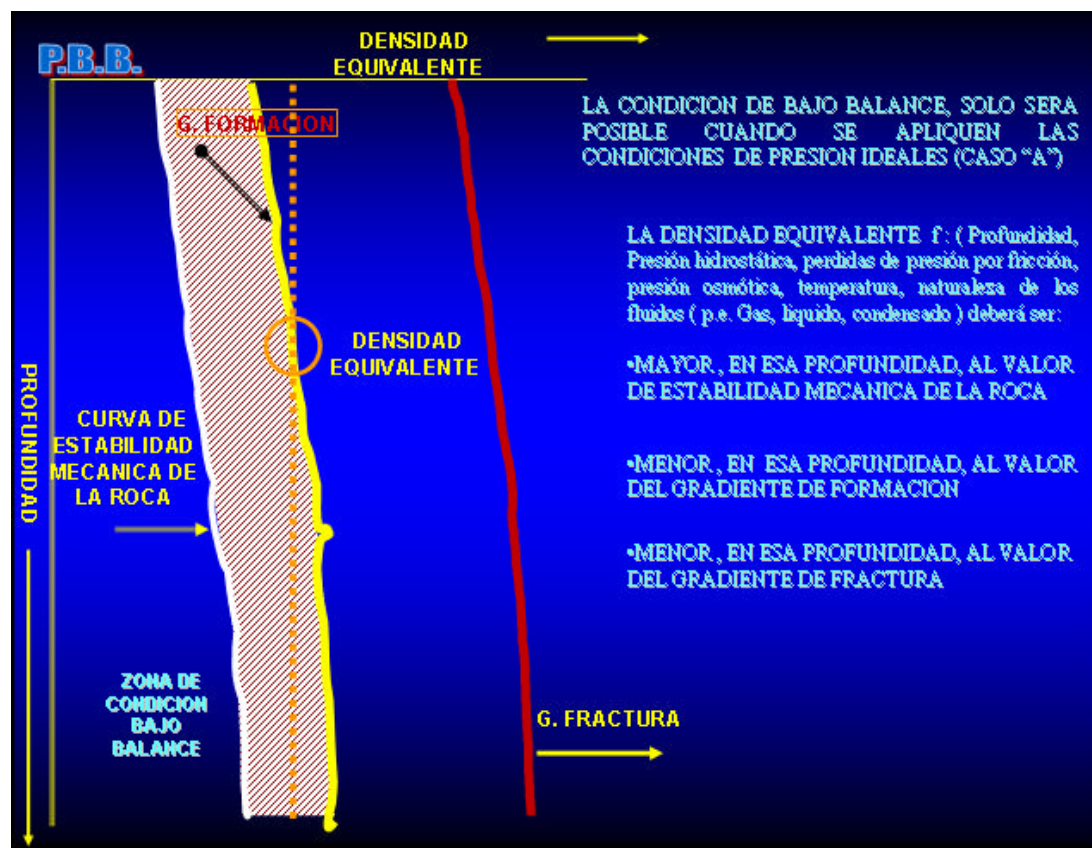
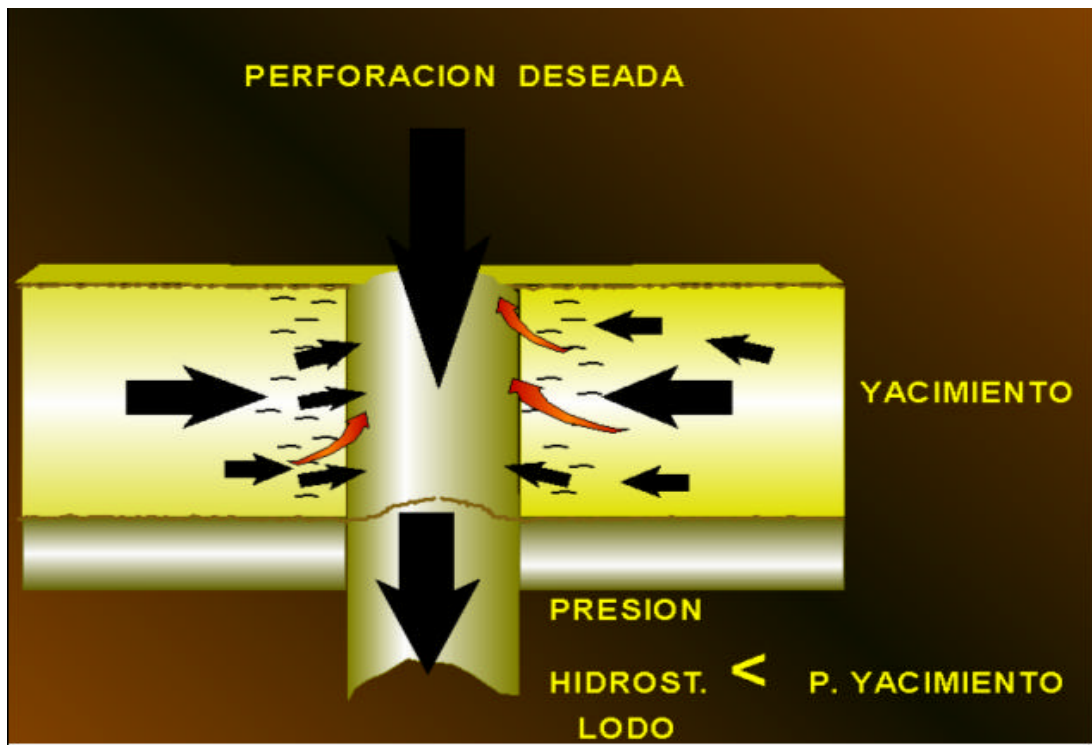
Con la finalidad de evitar que durante la perforación hayan pérdidas totales de circulación, atrapamientos de sarta por empacamiento, pegaduras por presión diferencial, brotes, etc., se ha implementado una técnica que permite perforar con una presión hidrostática en el pozo, menor que la presión de formación. A la cual se le denomina PERFORACIÓN BAJO BALANCE (PBB).

Esto ha disminuido considerablemente los costos y ha optimizado los tiempos de la perforación en yacimientos deprecionados.

Se tiene una operación bajo balance cuando la densidad equivalente del fluido de control se diseña intencionalmente para que sea menor que la presión de las formaciones que se están perforando. El fluido puede tener densidad natural o inducida, en cuyo caso se agrega gas, aire o nitrógeno a su fase líquida, permitiendo la entrada de fluidos de la formación al pozo que deben circularse y controlarse en la superficie.

La perforación bajo balance es aplicable en formaciones mecánicamente estables, aun cuando se manejen presiones hidrostáticas menores que la presión de los fluidos de la roca.





Sin embargo, hay formaciones que no es posible utilizar en la perforación bajo balance, pues la densidad equivalente a su estabilidad mecánica no permite usar densidades menores a su presión de poro.

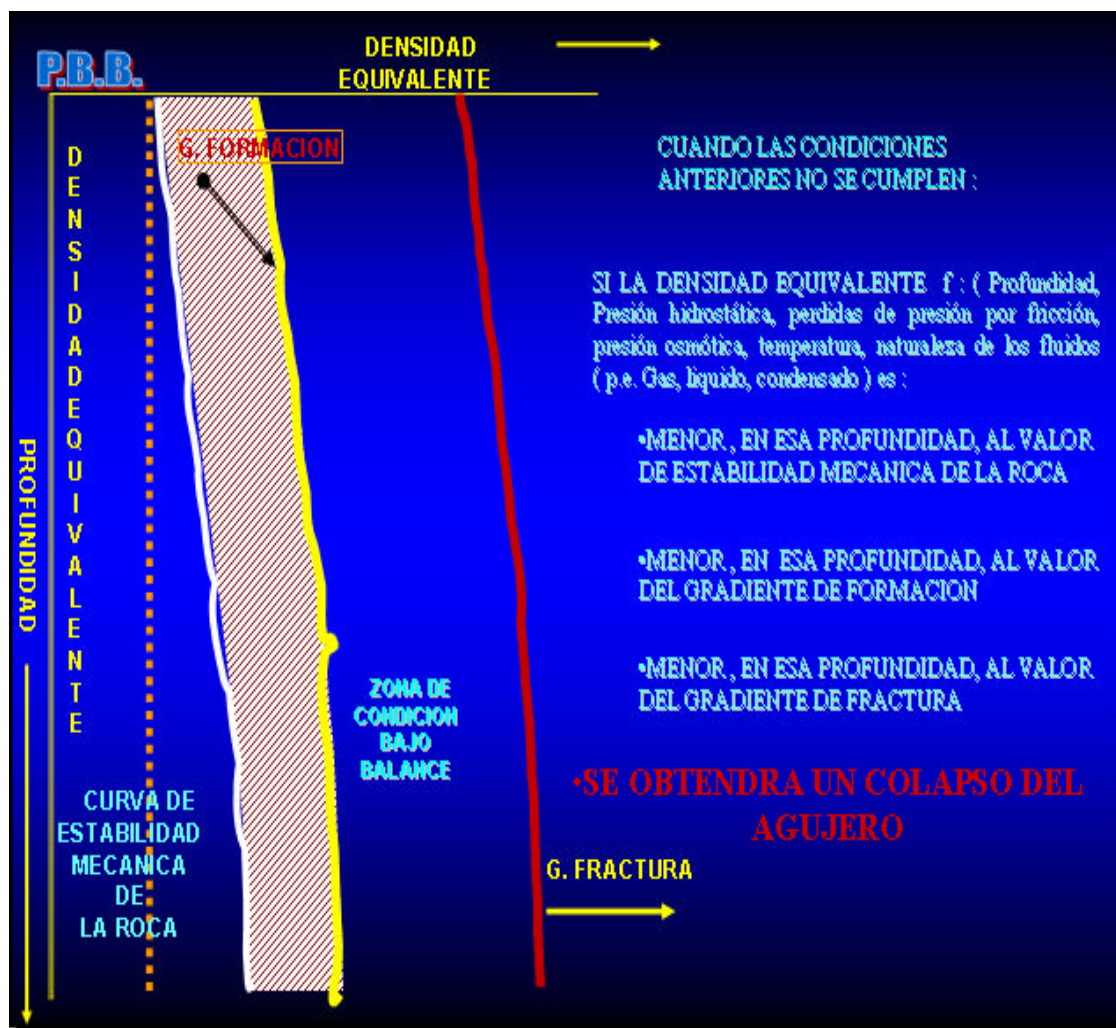


Fig. 2.- Ejemplo de rocas en donde no es aplicable la Perforación Bajo Balance por que el pozo se colapsará. Obsérvese que no existe área de bajo balance entre la presión de poro y la estabilidad mecánica.

EJEMPLOS DE APLICACIÓN EN LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Hay dos ejemplos de aplicación, los cuales tienen diferencia en costo y son los siguientes:

a).- La densidad requerida puede alcanzarse con fluidos líquidos.

Cuando es posible utilizar líquidos para perforar bajo balance el más comercialmente viable es el DIESEL por su densidad (0.87 gr/cm³).

En yacimientos calcáreos de presionados profundos con mínimo contenido de arcilla y con gradientes de presión menores a 0.7gr/cm³, el uso de agua es la opción económicamente más factible.

b).- La densidad equivalente es tan baja que no puede lograrse con líquidos y es necesario aligerar un fluido base.

La perforación bajo balance requiere usar equipos adicionales que satisfagan la necesidad de manejo superficial de presión y manejo de volúmenes de líquido y gas tanto lo que se inyecta durante la perforación, como la que se obtenga del yacimiento como resultado de la condición bajo balance que se desee lograr.

EN MÉXICO SE HAN APLICADO LAS SIGUIENTES MODALIDADES

Fluidos aligerados con nitrógeno y recuperación a presión atmosférica.

Fluidos aligerados con nitrógeno y recuperación con separadores de vacío.

Fluidos líquidos aplicando menor densidad que la requerida y recuperación a presión atmosférica.

LOS FLUIDOS CIRCULANTES EN LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE DEBEN REUNIR LAS SIGUIENTES CARACTERÍSTICAS DE DENSIDAD

- Lubricación y acarreo de recortes.
- Evitar que se presente corrosión en los elementos tubulares dentro del pozo.
- Evitar inestabilidad química.
- Tener el menor costo posible.

14.5 PROCEDIMIENTO DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

1. Planear las operaciones para PBB y aplicar las instrucciones.
2. Sacar la sarta de perforación con la mayor seguridad en el pozo.
3. Desconectar la línea de flote y quitar la campana.
4. Acondicionar la línea de flote con brida de 7 1/16" e instalar la cabeza rotatoria o preventor rotatoria.
5. Realizar los siguientes cambios en la sarta de perforación.
6. Instalar una válvula de contra presión en el porta barrena y otra en la siguiente conexión de un lastra barrena o estabilizador.
7. Quitar los hules de la tubería en caso de tenerlos.
8. Dejar en la herramienta máxima dos paradas y complementar con tubería extrapesada, en caso necesario intercalar un martillo.
9. Utilizar estabilizadores integrales.
10. Instalar el equipo para perforar bajo balance de acuerdo al diagrama 1.
11. Quitar el cuerpo rotatorio de la cabeza rotatoria, de acuerdo al tipo o modelo.
12. Meter el probador de copas.
13. Instalar el cuerpo rotatorio.
14. Probar la brida de enlace con los preventores, la válvula 7 1/16" y cabeza rotatoria con 3000 lb/pg2, en éste caso, probar los preventores si se encuentra en el programa operativo.
15. Quitar el cuerpo rotatorio.
16. Sacar el probador de copas.
17. Meter la barrena con la herramienta y tubería extra pesada.
18. Continuar metiendo la sarta de perforación llenando la tubería y circulando 5 minutos cada 500 m. y evitar el efecto del pistón.
19. Continuar metiendo tubería hasta la zapata.
20. Conectar el tubo guía en la lingada a meter.
21. Agregarle grasa al tubo guía y al ensamble rotatorio por introducir.
22. Meter el ensamble rotatorio en el tubo hasta un metro (aproximado) arriba de la primera junta.
23. Quitar el tubo guía.
24. Conectar la lingada.
25. Bajar la parte rotatoria, hasta la parte superior de la cabeza rotatoria.
26. Meter la sarta de perforación con las siguientes recomendaciones:
27. Agregar grasa en la parte exterior del hombro de cada junta.
28. Bajar la sarta con el cuidado de no dañar los hules de la cabeza rotatoria.
29. Dejar la válvula abierta de 7 1/16" de la cabeza rotatoria para permitir el desplazamiento de fluido.
30. Meter tubería hasta tener la barrena en la zapata.
31. Colocar el ensamble de acuerdo al tipo de cabeza rotatoria, cerrar la válvula de 7 1/16", probar con circulación, a través del ensamble de estrangulación todo el equipo bajo balance. Si el pozo no manifiesta abrir nuevamente la válvula de 7 1/16" para permitir el desplazamiento del fluido.
32. Circular un ciclo completo verificando volúmenes de presa y densidad de entrada y salida.
33. Parar bombeo.

34. Cerrar el estrangulador hidráulico.
35. Observar la presión en el espacio anular.
36. ¿Cuál es la presión en el espacio anular?
37. Menor o igual a 700 lb/pg².
38. Continuar con el punto 36.
39. Mayor de 700 lb/pg²
40. Continuar con el punto 30.
41. Abrir el estrangulador y meter la bomba para continuar circulando, con la finalidad de verificar alguna anomalía de la circulación anterior.
42. Circular un ciclo completo de lodo con la densidad de trabajo, checando el comportamiento de las presiones.
43. Para el bombeo y cerrar el pozo.
44. Observar la presión en el pozo.
45. ¿La presión es mayor de 700 lb/pg²?
46. **Si:** Continuar con el punto 35 **No:** Continuar con el punto.
47. Aumentar ligeramente la densidad de acuerdo a la presión por disminuir y continuar las operaciones hasta obtener la presión menor de 700 lb/pg².
48. Continuar metiendo tubería hasta la profundidad total, controlando la presión en el espacio anular con el estrangulador variable (stripping con la cabeza rotatoria).
49. Perforar bajo balance (PBB) controlando las presiones en el espacio anular y en TP.
50. Monitorear la efectiva operación del sistema PBB.
51. Monitorear el nivel de las presas y la densidad de lodo de entrada.

14.6 EQUIPO Y HERRAMIENTAS UTILIZADO

- Perforar rotando la sarta, viajar y controlar la presión en el espacio anular. Esto se consigue con el uso de cabezas o preventores rotatorios, siendo la presión a manejar el determinante para escoger uno u otro.



Model IP
System



Model IP
System

Cabeza rotatoria



Preventor rotatorio



Lubricador

Fig Cabeza rotatoria, preventor rotatorio y lubricador

- La de equipo superficial depende del yacimiento que se perfora, el grado de bajo balance que se pueda o se pretenda alcanzar, así como los gastos esperados de inyección y de salida tanto de líquidos, gases y sólidos, determinan su tipo y capacidad.
- Tiene que hacerse un balance económico entre el costo de los diferentes equipos disponibles en el mercado y los beneficios que se esperan alcanzar en el pozo partiendo del potencial productor del yacimiento.

3.- SISTEMAS DE SEPARACIÓN DE FASES LÍQUIDOS/GAS/SÓLIDOS

SISTEMA DE SEPARACIÓN ABIERTOS A PRESIÓN ATMOSFÉRICA

Tienen las siguientes ventajas:

- Puede usarse en forma modular, es decir, instalar sólo una sección de él según la aplicación.
- Son de menor costo.
- Es compatible con equipo de sensores y recolección de datos.

El equipo que los integra es:

a).- Separador vertical de baja presión.

Su capacidad varía entre 40 y 50 mil millones de pies cúbicos por día de gas y 30 - 40 mil barriles por día de aceite.

b).- Separador fluido de perforación – hidrocarburo / recortes.

Por el tipo de fluido esperado del yacimiento y el lodo usado para perforar es necesario un sistema de separación de desnatado por gravedad (Skimmer) integrado por 3 presas distribuidas como sigue: una de recepción, decantación y separación por desnatado del lodo y el aceite; otra de acumulación y bombeo de lodo hacia las presas del equipo y la tercera para captar y bombear aceite hacia el tanque vertical.

c).- **Separador de vacío.**

Cuando se tiene presencia de gases amargos y es necesario asegurar su remoción del lodo, Se requiere emplear separadores de vacío, los que también se deben utilizar cuando el lodo no permite una separación aceptable de gas por el efecto mecánico del separador atmosférico.

d).- **Separación de recortes.**

Esto ocurre por decantación en el separador vertical y son bombeados junto con el lodo hacia el eliminador de sólidos del equipo de perforación, mediante las bombas centrífugas de las presas, a través de una línea de 4". Si ocurriera arrastre de sólidos por efecto de alto volumen de retorno se puede adaptar una línea de 2" en la línea de 8" que conduce el lodo al Skimmer

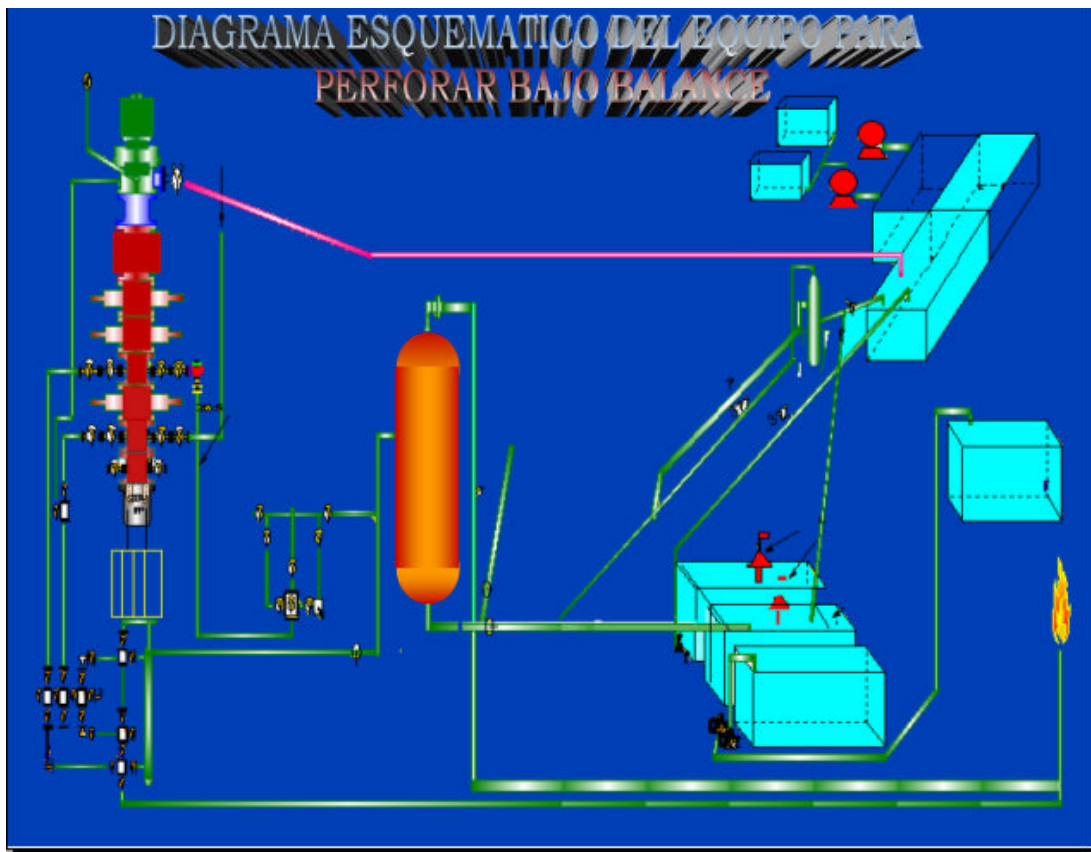
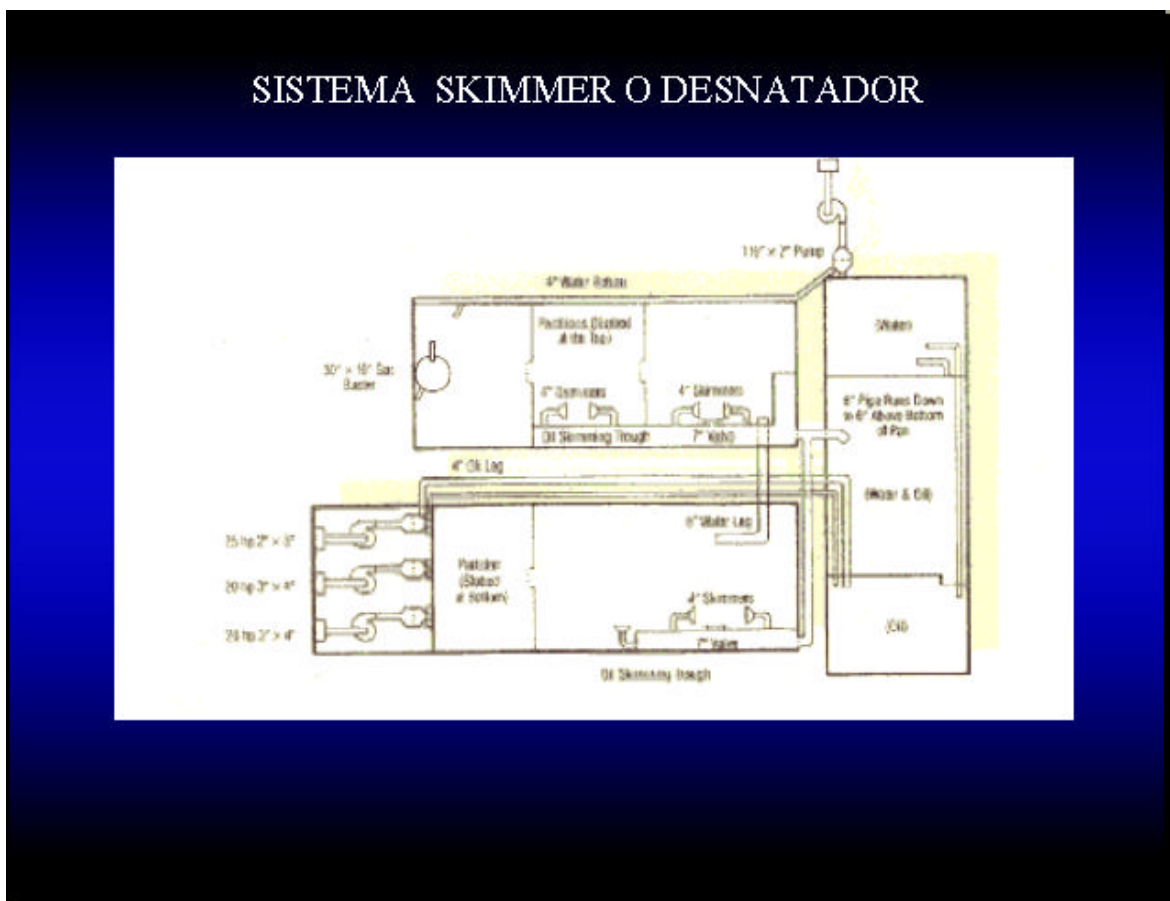
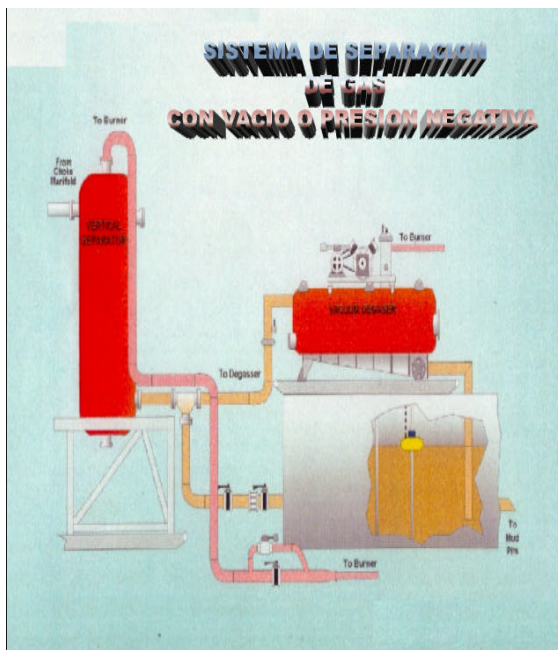


Figura Diagrama esquemático del equipo



SISTEMA DE SEPARACIÓN CERRADOS DE BAJA PRESIÓN

CAPITULO 15 TERMINACIONES

15.1 TIPOS DE TERMINACIONES

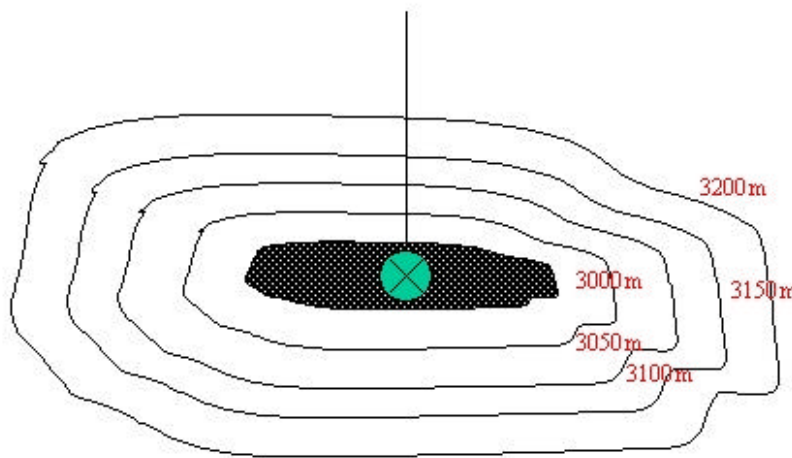
Se entiende por terminación de un pozo petrolero a las actividades encaminadas a explotar los yacimientos, a través de las tuberías de revestimiento de explotación, contando con la introducción, anclaje y empacamiento del aparejo de producción para dejarlo produciendo por el método más conveniente.

Básicamente una terminación consiste en establecer en forma controlada y segura la comunicación entre el yacimiento y la superficie cuidando de proteger la tubería de revestimiento que representa la vida del pozo, aprovechando así óptimamente la energía del yacimiento.

Dentro del sistema petrolero existen dos clases de terminaciones:

TERMINACIÓN DE EXPLORACIÓN (TE)

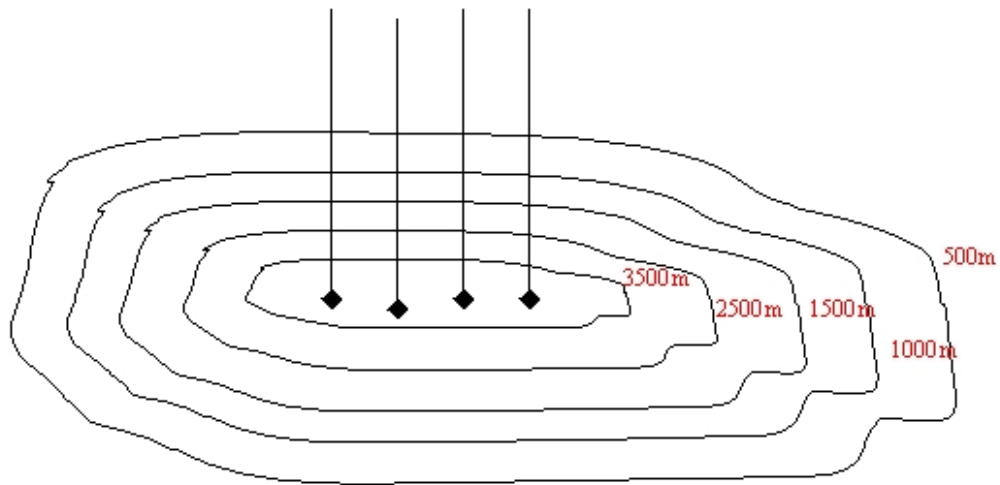
Se le denomina así al acondicionamiento del primer pozo perforado en una nueva estructura, posiblemente productiva de hidrocarburos.



Terminación de pozo de exploración

TERMINACIÓN DE DESARROLLO (TD)

Se le llama así al acondicionamiento de los demás pozos perforados a diferentes profundidades después del primero, en una nueva estructura o en otras ya probadas, productoras, de aceite y gas.



TERMINACIÓN DE POZOS EN UN CAMPO DE DESARROLLO

Entre estos últimos se presentan variantes, como son los pozos de avanzada que sirven para definir los límites del yacimiento y los inyectores de agua (TIA), gas (TIG) o vapor (TIV) para procesos de recuperación secundaria.

Estas operaciones incluyen una serie de actividades que consisten principalmente en:

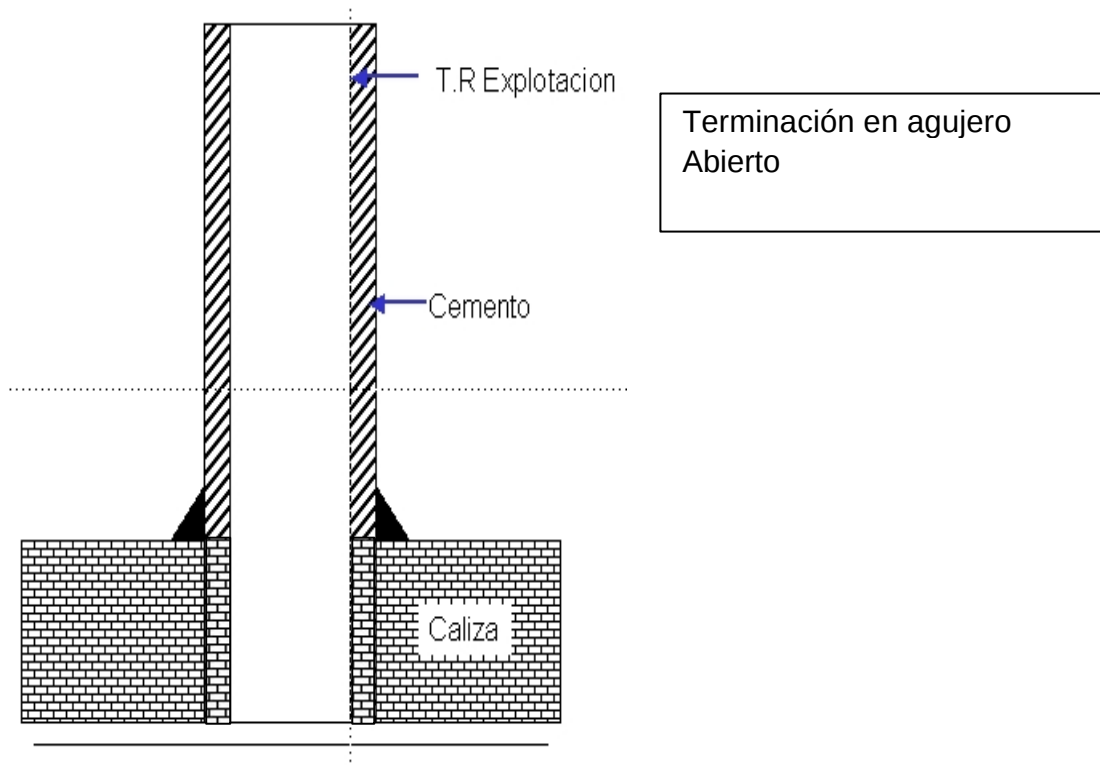
- Asegurar el control del pozo.
- Verificar las condiciones de las tuberías de revestimiento y su corrección en caso de falla.
- Inducción del aparejo de producción o inyección.
- Instalar y probar el sistema superficial de control (árbol de válvulas).
- Disparar los intervalos a probar para comunicar el yacimiento en el pozo.
- Efectuar pruebas de producción o inyección según sea el caso, incluyendo estimulaciones e inducciones.

Todo lo anterior permite la definición del pozo, productor o inyector, y en última instancia su abandono, previo taponamiento.

Las terminaciones de exploración y desarrollo, pueden llevarse acabo de diversas formas:

TERMINACIÓN EN AGUJERO ABIERTO

Anteriormente se terminaban los pozos en agujeros sin revestir. Ahora esta práctica se ha abandonado, efectuándose solamente en yacimientos con baja presión en una zona productora donde el intervalo saturado de aceite y gas sea demasiado grande. Estas terminaciones son recomendables para formaciones de calizas.

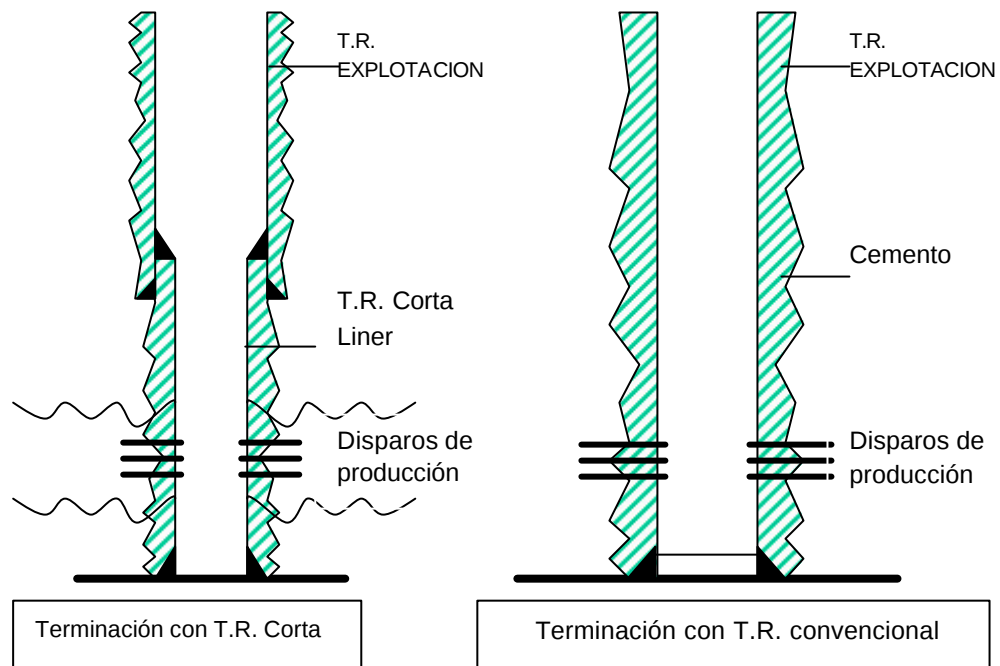


El procedimiento consiste en introducir y cementar la tubería de revestimiento de explotación (TR) arriba de la zona de interés, continuar con la perforación del tramo productivo y preparar el pozo para su explotación.

TERMINACIÓN CON TR PERFORADA

Actualmente es el procedimiento para terminar un pozo, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsecuentes a los intervalos productores. Pueden probarse indistintamente algunas zonas de interés y explotar varias al mismo tiempo.

La perforación de los disparos productores que se efectúan en las paredes de las tuberías de revestimiento de explotación convencionales y cortas "liners", por medio de pistolas de chorro de distintos tipos, accionadas con equipos eléctricos de geofísica, ajustando las profundidades, con registros especiales. (c.c.l.) Actualmente se disparan con pistolas, con las mismas sargas de trabajo.



La preparación del pozo consiste en seleccionar un diseño adecuado de tuberías de revestimiento que se introducen y cementan, de acuerdo al programa elaborado para cubrir la longitud de los intervalos productores. Posteriormente, se prepara el pozo con el aparejo de producción seleccionado para su producción.

15.2 TIPOS Y USOS DE EMPACADORES

El empacador es el accesorio empleado con la finalidad de permitir el flujo del fluido por el interior de la tubería de producción, aislando el espacio anular y evitando daños a la tubería de revestimiento por fluidos corrosivos provenientes del yacimiento.

Podemos encontrar diferentes tipos y marcas de empacadores:

Tipos	Marcas
Permanentes	BaKer Brown Camco
Recuperables	Guiberson y otros

Funciones:

- Mejorar la eficiencia del flujo aportado por las formaciones aprovechando y prolongando su etapa fluyente.
- Eliminar la contra presión ejercida por la columna hidrostática en el espacio anular.
- Proteger las tuberías y cabezales de:
Altas presiones.
Fluidos corrosivos que producen los hidrocarburos.
- Aislar dos o más intervalos o explotarlos en forma selectiva.
- Evitar la invasión de arena sobre aparejos de cedazos.

Usos:

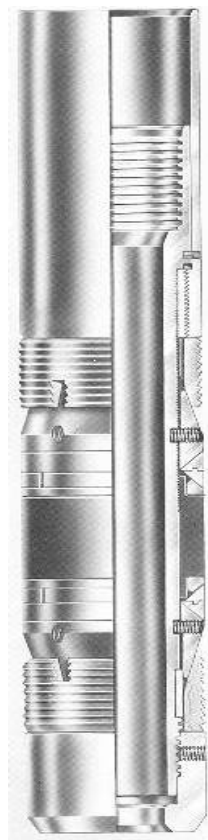
- En pozos fluyentes e inyectores de agua.
- En pozos de bombeo neumático.
- En pozos de bombeo mecánico.
- Sobre aparejos de cedazo.

Empacadores permanentes:

Como su nombre lo indica, son permanentes, ya que después de su encaje no se pueden recuperar completos, se les conoce también como empacadores perforables.

Se emplean en pozos donde existen altas presiones diferenciales o donde por grandes variaciones de carga de la tubería de producción, se necesita un máximo de seguridad de sello y de larga duración.

También en pozo profundos, desviados o direccionales, en donde la tubería de producción se requiera ajustar con tensión, neutral o con peso, en general, en pozos en donde el encaje del empacador.

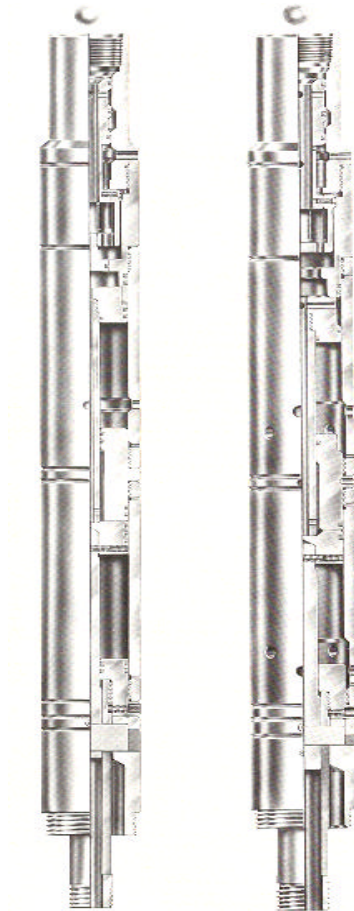


Empacador Permanente BaKer modelo “D”

Estos empacadores se identifican por su modelo y tamaño, esto nos sirve para seleccionar el más apropiado a la tubería de revestimiento y al flujo del pozo. El niple del sello o multi “v” es un accesorio del empacador el cual deberá elegirse cuidando que mayor diámetro posible en relación a la tubería de producción y accesorios que se utilicen el aparejo de producción.

Empacador permanente de anclaje hidráulico:

El empacador esta diseñad para bajarlo con el aparejo de producción, quedando al soltador como niple sellador.



Empacador Hidráulico BaKer modelo “H” y “J”

Empacadores recuperables:

Se les conoce con éste nombre aquellos empacadores que se introducen al pozo, los cuales se anclan y posteriormente se recuperan con la tubería de producción.

Existen varios tipos de empacadores:

- De compresión con ancla mecánica sencillas.
- De compresión, y anclaje hidráulico
- De tensión.
- De tensión, compresión y anclaje hidráulico (semi-permanente).
- Inflable.
- De aislamiento con ancla de pie.

Empacador de compresión con ancla mecánica sencilla: Este empacador se utiliza en pozos donde la fuerza ejercida sobre éste (peso de la TP más peso de la columna hidrostática) es mayor que la presión de yacimiento,



Las cuñas se afianzan por efecto mecánico y el sello sobre la tubería de revestimiento se ejerce cargando peso al amparador con la tubería de producción. Se fabrican para terminaciones sencillas, dobles y triples. Uno de ellos el Guiberson "KV"-30 el cual es empleado frecuentemente en aparejos sencillos fluyentes de baja presión o de bombeo neumático o como empacador superior en aparejos sencillos selectivos, en combinación con un empacador permanente inferior.

EMPACADOR GUIBERSON KV-30

Empacador mecánico ancla sencilla Camco tipo C-2 se emplea únicamente en pozos someros y a presiones bajas, ya que carece de ancla hidráulica.

En caso de emplearlo en pozos con presiones diferenciales altas, se corre el riesgo de comunicarse el espacio anular con el interior de la tubería de producción, por lo que únicamente empléelo en pozos con bombeo neumático

Sus ventajas son:

- Cuñas con amplia superficie de contacto.
- Mandril de anclaje con carrera larga,
- Está provisto de tacones de agarre.

EMPACADOR CAMCO C-2



Empacador BaKer modelo R-3. Este empacador de ancla doble y sencilla se emplea con ancla sencilla en aparejos de producción para pozos de baja presión y ancla doble para pozos de alta presión.

Los dos tipos tienen una válvula d igualación que permite circular libremente a través y alrededor de su cuerpo, esto reduce el efecto de pistón provocado en la introducción del pozo.

El empacador de ancla sencilla es empleado en pozos con una o dos zonas productoras explotadas con el sistema de bombeo neumático donde no se registran presiones elevadas.

El ancla doble se programa en pozos con una o dos zonas fluyentes, ya que los botones hidráulicos del ancla superior se accionan con la diferencial de la presión hidrostática y la de la formación, afianzándose en las paredes de la TR auxiliando al anclaje de las cuñas mecánicas,

EMPACADOR BAKER MODELO R-3

Empacador de tensión, compresión y anclaje hidráulico (semipermanente). Se utiliza cuando se desea ajustar el aparejo de producción con tensión neutral o con peso.

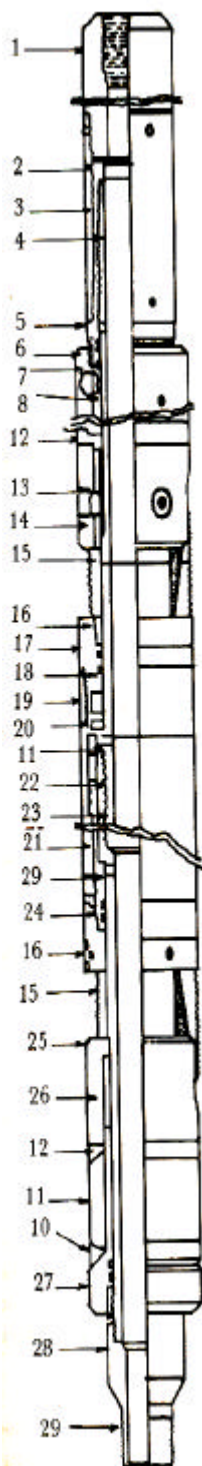
También donde se esperan presiones diferenciales en ambos sentidos o como empacador semipermanente,

Para el funcionamiento de sus cuñas se requiere de presión diferencial hidráulica y soporta presiones hacia arriba y abajo,

Al aplicar presión en la tubería de producción el elemento de sello se comprime entre el mandril y el cono, la tubería desplaza el pistón hacia arriba y las cuñas hacia fuera.

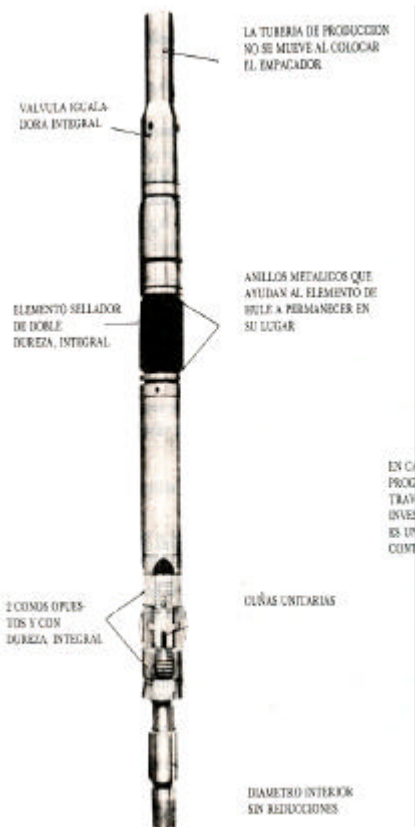
Las cuñas principales (mayores) son bidireccionales y evitan los movimientos del empacador por lo que el sello soporta presión diferencial arriba y abajo, como por ejemplo el Brown H-S.16 y Camco HRP-1





Empacador Brown H-s-16-1

- 1- Conexión superior
- 2- Tope superior
- 3- Camisa de la válvula
- 4- Vástago soldador
- 5- Cuerpo de la válvula
- 6- Retén de apoyo
- 7- Anillo retén
- 8- Anillo superior de apoyo
- 9- Mandril de sello superior
- 10-Sello de plomo aislado
- 11-Sello de hule
- 12-Sello de plomo
- 13-Guía cono superior
- 14-Cono superior
- 15-Cuñas
- 16-Anillo sujeción cuñas
- 17-Soporte superior cuñas
- 18-Anillo retén
- 19-Anillo inferior de apoyo
- 20-Cilindro
- 21-Rodillos
- 22-Embolo
- 23-Vástago inferior
- 24-Soporte inferior cuñas
- 25-Cono inferior
- 26-Anillo retén
- 27-Mandril de sello inferior
- 28-Conexión inferior
- 29-Tornillo de corte



Empacador Hidráulico Camco HRP-1

15.3 MANEJO Y AJUSTE DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

FUNCIÓN DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Tubería de producción es el elemento tubular a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos de un pozo, o bien, los fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento.

MANEJO Y USO DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

- La tubería que se va a introducir primero al pozo deberá quedar en la parte superior de los burros cargadores.
- Retirar los protectores de rosca martillando el cople, si el protector está amarrado debe desenroscarse con ayuda de llave, si los tramos llegan por alguna circunstancia sin protector será necesario inspeccionarla.
- Retirar los protectores de rosca sólo del tramo que se va a utilizar.
- Al calibrar la tubería se deberá utilizar los calibradores adecuados de acuerdo al drift de la tubería, dependiendo del peso y diámetro de la misma.
- Limpiar las juntas y protectores con solventes y agua, secarlas con aire.
- Al aplicar la grasa a las juntas se deberá colocar los protectores.
- Revisar que la polea viajera esté alineada con la mesa rotaria.
- Revisar el correcto funcionamiento de la llave de apriete y computadora a utilizar.
- Revisar que la línea del cabestrante que suspende a la llave permita el movimiento vertical (chechar si es cable resistente o cabestrante).
- El resorte vertical de compensación de la llave deberá permitir el movimiento vertical de la pérdida del enrosque.
- Seleccionar las mordazas de la medida correcta y que estén en buenas condiciones, la mordaza de aguante deberá estar paralela a la mordaza de desenrosque.
- El (los) elevador (es) deberá (n) estar en buenas condiciones y ser el (los) adecuado (s) para el diámetro (s) y tipo (s) que esté (n) manejando.
- Utilizar cuñas normales y revisarse antes de usarlas, verificando que todas las secciones trabajen al mismo tiempo.
- El limpiador elevador y las cuñas frecuentemente, los dados deben revisarse y cambiarse en caso necesario.
- Verificar que el diámetro de los arietes sea el diámetro de la tubería.
- Exigir a las compañías de servicio que manejen las llaves hidráulicas un certificado de calibración reciente.
- No deberán utilizarse las llaves de fuerza para tubería de perforación en la desconexión de tubería de producción.
- Los valores mínimos que se enumeran en las tablas de apriete de acuerdo al diámetro, grado y peso de las tuberías, corresponden al 75% de los valores óptimos y los de apriete máximo 125%, todos los valores están redondeados a los 10 pies- libra más próximos. En el campo deben utilizar los valores óptimos

de apriete. Este torque deberá alcanzar cuando menos dos segundos antes de que opere el paro automático.

AL INTRODUCIR LA TUBERÍA AL POZO

- Al levantar la tubería de los burros cargadores a la rampa o al piso de perforación deberán tener colocados los protectores de rosca, así también evitar que la tubería se flexione.
- Cuando calibre la tubería verticalmente deberá hacerse con el guardarroscas colocado, el calibrador deberá ser de drift especificado por las normas API y deberá estar completamente limpio.
- Tratándose de tubería premium, inspeccionar el sello de hilos de la rosca después de haber retirado los protectores de rosca.
- La aplicación de grasa, deberá ser en el piñón para cubrir las crestas y valles del sello y el hombro del piñón. Nunca aplicar grasa cuando las roscas estén mojadas.

AL CONECTAR LA TUBERÍA

- Durante la conexión de la tubería evitar que el piñón golpee a la caja u otra parte del piñón.
- Utilizar una guía de enchufe para conectar la tubería y mantener el tubo en posición vertical.
- Al iniciar a enroscar la tubería, las primeras cinco vueltas deben enroscarse en baja velocidad, las cuñas deberán cubrir la mayor parte de la circunferencia de la tubería. La velocidad mínima de rotación es de 3 rpm. El elevador no debe restringir el movimiento del tubo.
- Para acero de alta aleación iniciar el enrosque con todas las precauciones y en baja velocidad.
- Para aceros al carbón después de que la junta cae y esté alineada debe usarse la llave en alta velocidad con poca aceleración, cualquier apriete antes de 1.5 vueltas antes de alcanzar el hombro puede generar problemas por lo cual será necesario desenroscar y revisar la rosca.

AL TERMINAR DE ENROSCAR

- Para el apriete de accesorios debe prevenirse la flexión,
- Cuando se utilicen llaves de aguante, asegúrese que la presión sea la suficiente para prevenir el resbalamiento de la tubería, pero no excesivo para provocar un colapso.
- La posición de la llave deberá ser lo más cercano posible a la junta de 15 a 25 cm arriba del cople y lo más posible a las cuñas.
- Una vez que se alcance el apriete, corroborando en la lectura del medidor de apriete computarizado, debe desengancharse la llave y levantar la tubería para sacar las cuñas.

AJUSTE DE UN APAREJO DE PRODUCCIÓN

DISTRIBUCIÓN PROPUESTA POR LA SUBGERENCIA DE INGENIERÍA DE DISEÑO

Datos del pozo:

T.R. 6 5/8" 24–28 lb/pie. A 2351 m.
Profundidad interior 2326 mts.
Intervalos por explotar.
2278–2289, 2262-2266, 2120-2145.
T.P.S. 2 3/8" 8h, N-80 4.7 lb/pie.

Distribución del aparejo:

Sarta larga:

Empacador permanente	2250 m.
Junta de tensión	2210 m.
Válvula de circulación	2100 m.
Empacador doble terminación	2090 m.

Sarta corta:

Mandril de anclaje con sellos	2090 m.
-------------------------------	---------

a).- Suma de accesorios en sarta larga:

Niple de sellos	0.32 m.
Junta de tensión	0.65 m.
Válvula de circulación	0.66 m.
Empacador doble	1.90 m.
Válvula de circulación	<u>1.70 m.</u>
	5.23 m.

249 tramos de T.P. 2 3/8

8 hilos N-80 lb/pie	<u>2240.77 m.</u>
	2246.00 m.

E.M.R.	<u>2.50 m.</u>
	2248.50 m.

b).- Distribución de accesorios en sarta larga:

Empacador permanente	2248.50 m.
Niple de sellos	<u>-0.32 m.</u>
	2248.18 m.

48 tramos de T.P. 2 3/8

8 hilos N-80 4.7 Lb/pie	<u>435.22 m.</u>
	1812.96 m.

Junta de tensión	<u>0.65 m.</u>
	1812.31 m.

	1812.31 m.
1 tramos de T.P. 2 3/8	
8 hilos N-80 4.7 lb/pie	<u>-8.70 m.</u>
	1803.61 m.
Válvula de circulación	<u>-0.66 m.</u>
	1802.95 m.
1 tramos de T.P. 2 3/8	
8 hilos N-80 4.7 lb/pie	<u>-9.06 m.</u>
	1793.89 m.
Empacador doble	
Terminación	<u>-1.90 m.</u>
	1791.99 m.
1 tramos de T.P. 2 3/8	
8 hilos N-80 4.7 lb/pie	<u>-9.07 m.</u>
	1782.92 m.
Válvula de circulación	<u>-1.70 m.</u>
	1781.22 m.
196 tramos de T.P. 2 3/8	
8 hilos N-80 4.7 lb/pie	1769.61 m.
	11.61 m.
1 tramos de T.P. 2 3/8	
8 hilos N-80 4.7 lb/pie	<u>-9.11 m.</u>
	2.50 m.
E.M.R	<u>-2.50 m.</u>
	0.00 m.

c).- Distribución de accesorios sarta corta:

Empacador doble	
Terminación	1791.99 m.
Mandril anclaje con sellos	<u>-0.20 m.</u>
	1791.79 m.
199 Tramos	<u>1789.29 m.</u>
	2.50 m.
E.M.R	<u>2.50 m.</u>
.	0.00 m.

Distribución de aparejo:	Programado	De campo
Empacador permanente	2250 mts.	2248.50 mts.
Junta de tensión	1810 mts.	1812.31 mts.
Válvula de circulación	1800 mts.	1802.95 mts.
Empacador doble terminación	1790 mts.	1791.99 mts.
Válvula de circulación	1780 mts.	1781.22 mts.

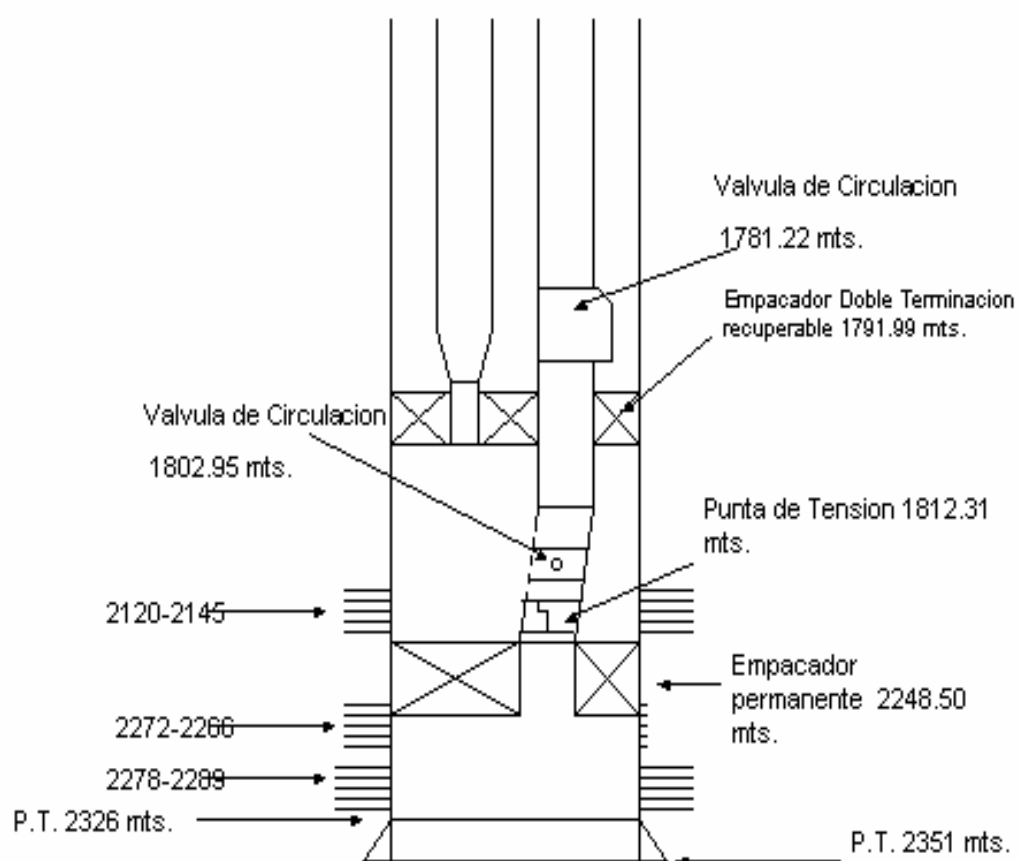


Figura Ajuste de Aparejo de Doble Terminación

15.4 CLASIFICACIÓN DE LAS INTERVENCIONES

REPARACIONES MAYORES DE EXPLOTACIÓN (RME)

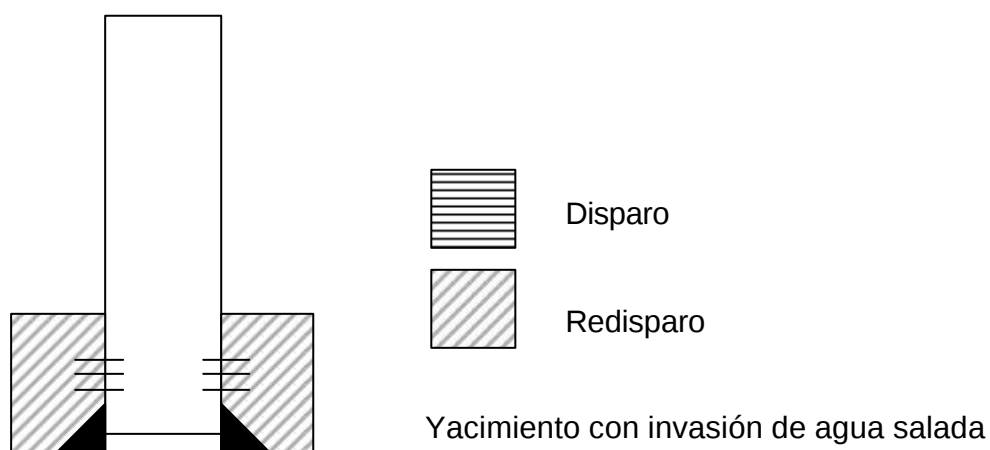
Durante la explotación de los pozos petroleros, en un determina tiempo llegan a presentarse problemas como los siguientes:

- Invasión de agua salada.
- Agotamiento y baja recuperación de intervalo.
- Desprendimiento o roturas en las tuberías de revestimiento.
- Cementaciones primarias defectuosas.
- Alta relación gas-aceite (ARGA).
- Cambio de función del pozo.

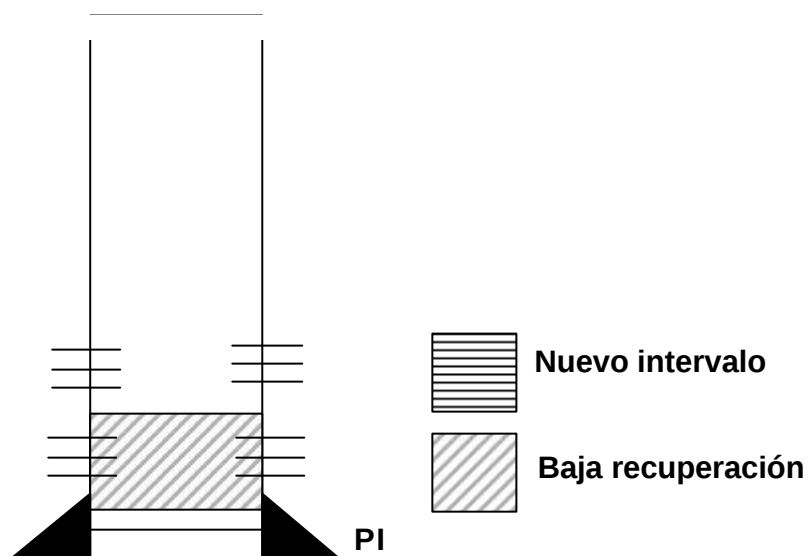
Siendo estas las causas que determinan efectuar una reparación al pozo, podemos definir a ésta como: conjunto de actividades operativas a desarrolla, con el fin de mantener el pozo en constante producción, mediante la alteración de las condiciones de flujo de los yacimientos productores o por medio del aislamiento de un intervalo explotado a la apertura de uno o más intervalos.

CAUSAS

Invasión de agua salada: es un problema normal en yacimientos de hidrocarburos de empuje hidráulico, y que por la explotación de los mimos, incrementa el porcentaje de agua haciéndolo incontable. La corrección se efectúa aislando el agua salada por medio de cementaciones a presión y disparando el intervalo, a un nivel que se aleje del contacto agua-aceite.



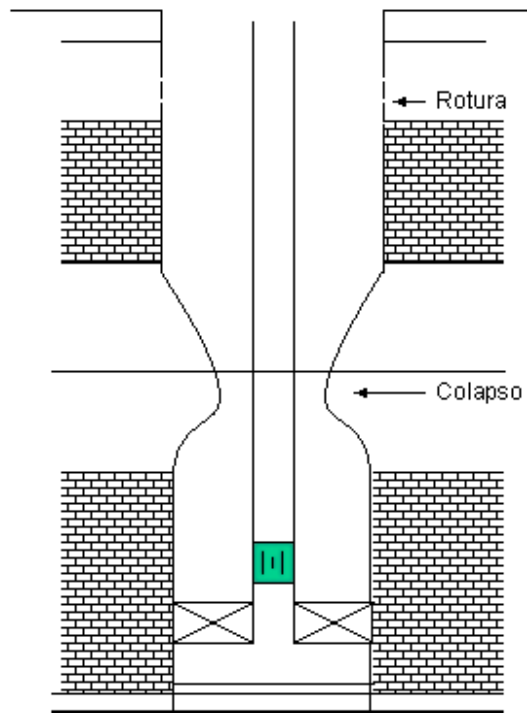
Agotamiento y baja recuperación del intervalo: La explotación continua de un yacimiento trae como consecuencia cambios en sus condiciones originales que ocasionan problemas en la operación de los pozos. Una de ellas es el abatimiento (baja) depresión a medida que explotan, por lo que su energía propia disminuirá, siendo suficiente para que los pozos fluyan por si mismos. En estos casos la reparación se hace aislando el intervalo en producción por baja recuperación y la apertura de nuevos intervalos.



Intervalo con baja recuperación

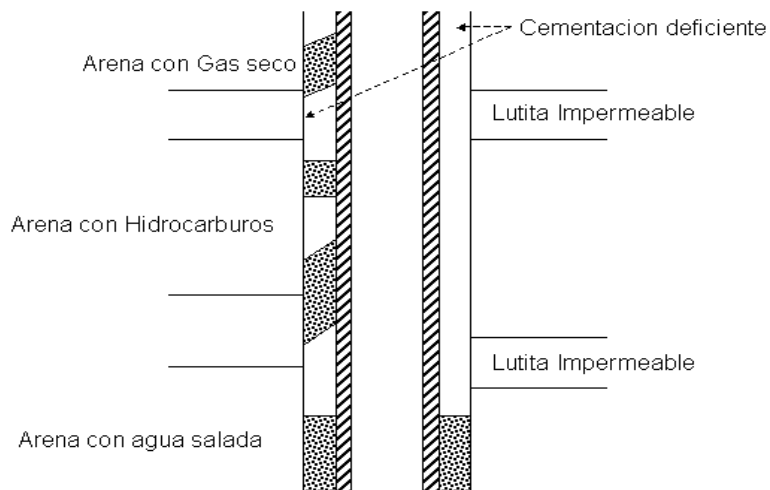
- Desprendimiento o roturas en las tuberías de revestimiento: las fallas en las tuberías de revestimiento se presentan por desprendimiento, roturas o aplastamientos (colapsos). Las causas que las originan son las causas o desgaste del acero, efectos de corrosión, esfuerzos excesivos de las formaciones sobre las tuberías, motivados por sus características plásticas.

Al presentarse estos problemas existe alto riesgo y pueden ocasionar la pérdida del pozo, siendo importante su reparación para integrarlo nuevamente a condiciones óptimas de servicio, considerándose reparación mayor cuando se cementa la TR para corregir la anomalía.

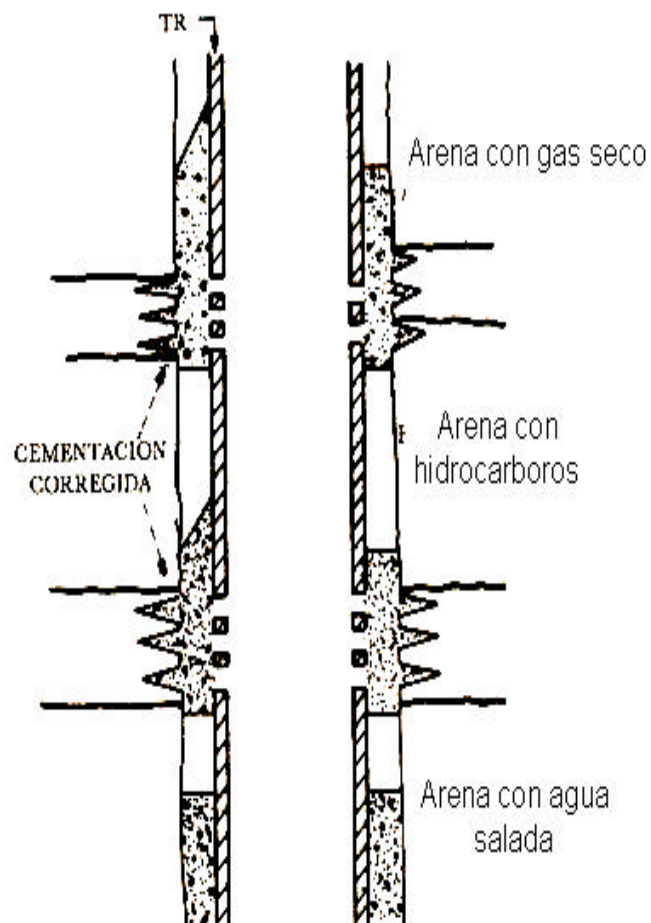


Pozo con TR colapsada y rota

Cementaciones primarias defectuosas: Estos problemas pueden ocasionar comunicación de la zona productora con otras zonas. Debido a la canalización del cemento motivando la falta de control de los hidrocarburos producidos o en presencia en estos de fluidos indeseables.



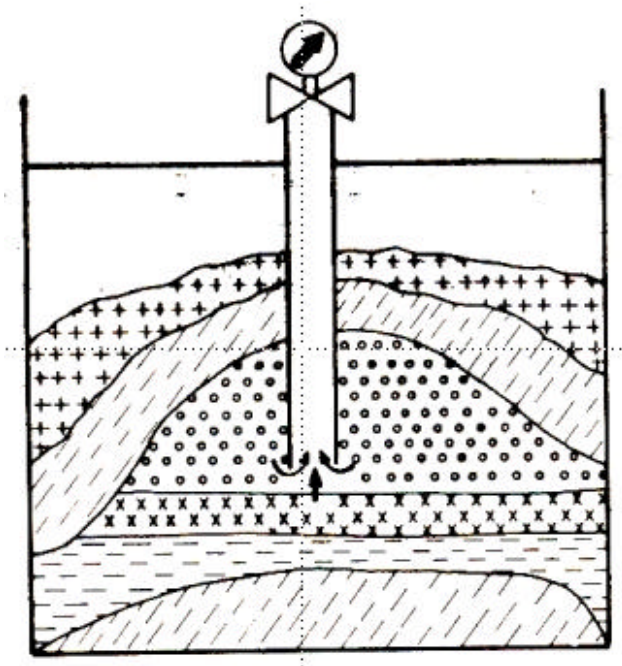
Cementación defectuosa



Cementación corregida

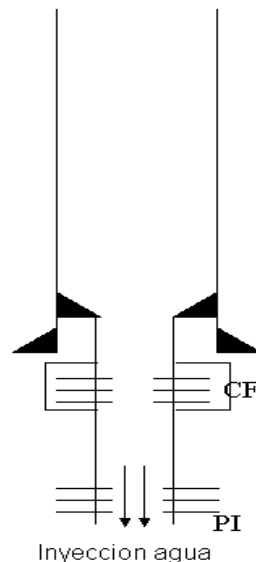
Alta relación gas- aceite (ARGA): Este es otro problemas que ocurre por la presencia de gas incorporado al aceite, el cual se normal y la cantidad producida dependerá del tipo de yacimiento. Esta relación se incrementará por diversas causas.

- El explotar un yacimiento su presión disminuye y el gas en solución incorporado al aceite se libera y tiende a ser fluido móvil, predominante
- Si el yacimiento tiene casquete primario o secundario gas, por su depresionamiento y no existiendo barreras verticales al fluido, se propicia que el casquete de gas invada al intervalo disparado, dejando de producir aceite.
- Al presentarse fallas en la TR o cementaciones defectuosas causando que el gas fluya por el intervalo de producción.

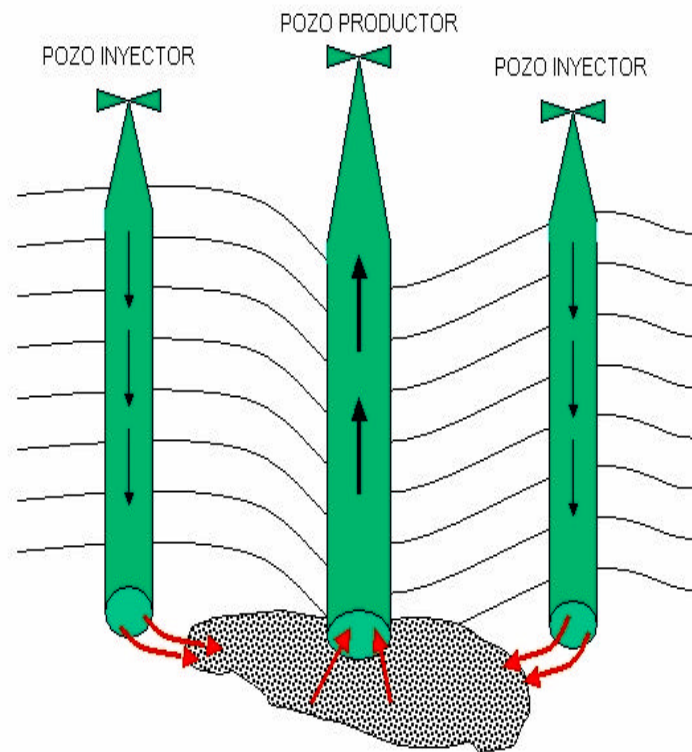


Yacimiento con alta relación gas aceite.

Cambio de función del pozo: si opera el sistema de recuperación primaria, puede acondicionarse para operar en el sistema de recuperación secundaria, lo cual significa que se aíslan los intervalos abiertos por medio de cementaciones a presión se abre otros, efectuándose las pruebas necesarias para inyectar agua a la formación, obteniendo los hidrocarburos a través de un pozo productor.



Pozo convertido a inyector agua



Secuencia de inyección de agua a yacimiento con hidrocarburos sin presión.

Al llevar a cabo una reparación mayor se clasifica de la manera siguiente:

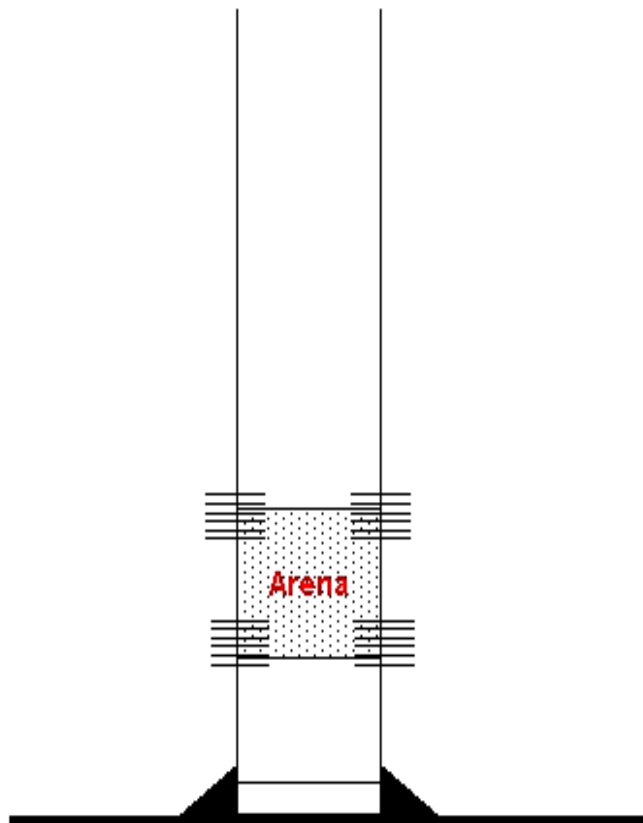
- * Reparación mayor de explotación (RME).
- * Reparación mayor de explotación inyección de agua productor (RMIA-P).
- * Reparación mayor de explotación inyección de agua inyector (RMIA-1).
- * Reparación mayor de explotación inyección de Vapor (RMIA-V).

REPARACIONES MENORES

La explotación continua de los yacimientos traen como consecuencia cambios en las condiciones de extracción de los hidrocarburos y los que a su vez ocasionan problemas ocurre por diferentes causas. Generalmente cuando efectúa este tipo de reparaciones, es porque las actividades operativas están encaminadas a corregir las fallas en el aparejo de producción.

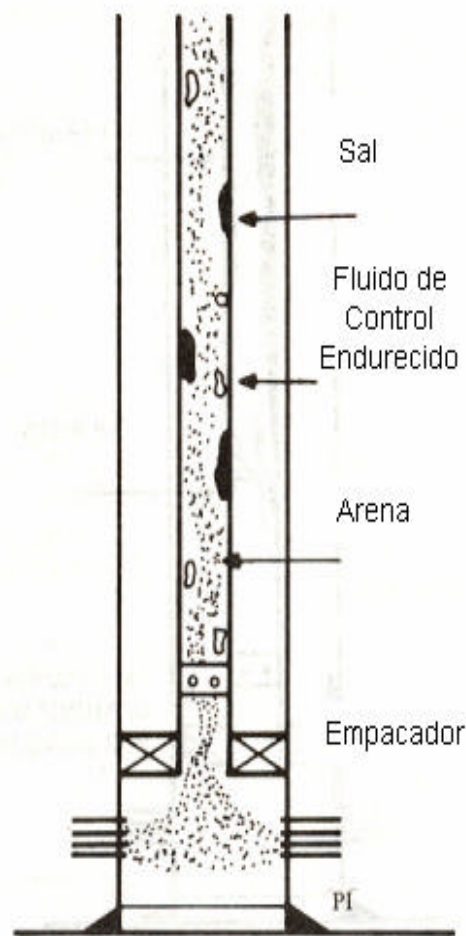
CAUSAS MÁS FRECUENTES

Acumulación de arenas. Algunas formaciones como las arenas consolidadas producen, junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas o sedimentos que por gravedad se depositan en el fondo del pozo, llegando incluso a obstruir el intervalo productor y taponar la tubería de producción, lo cual evita que el flujo disminuya paulatinamente hasta que el pozo deje de fluir.



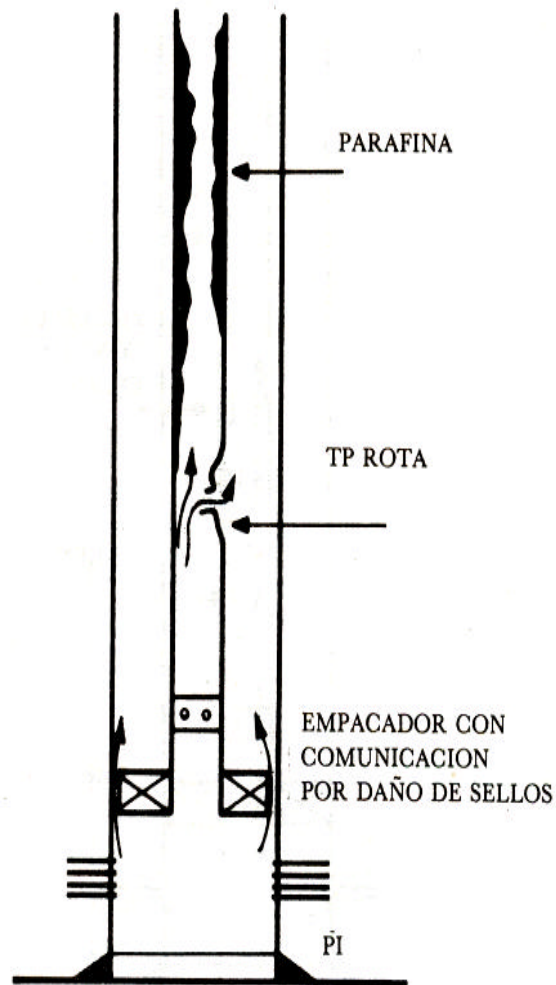
Obturamiento del intervalo productor con arena

Tuberías de producción obturadas en su interior con sal, las tuberías se taponan interiormente con sal, arena o fluido de control floculado, restringiendo la explotación del intervalo productor. Una de las causas directas del taponamiento con sal puede ser la poca consolidación de la formación o por falla de la cementación primaria. La depositación de tapones de sal en el interior de la tubería se debe a que el intervalo produce aceite con agua salada evaporándose ésta por la temperatura, quedando la sal incrustada en las paredes de la TP o formando un tapón por precipitación de la sal.



Tubería taponada con arena, fluido de control o sal

Empacadores dañados e interiores de tuberías de producción parafinadas, el problema de los daños que se causan a los empacadores que se utilizan en los aparejos de producción pueden tener su origen debido a una mala operación al anclarlos o defectos de su fabricación o de sus accesorios de sello y anclaje. En los empacadores permanentes es común que también se presenten fallas de las unidades de sello, ya sea por el daño ocasionado al introducirlo al interior del empacador, por corrosión, por erosión debida a la presión del yacimiento o por el movimiento de la tubería por efecto de la presión y temperatura del pozo. Las tuberías se obstruyen interiormente con parafina, debido a que los cambios de temperatura y presión, originan que el aceite desequilibre su composición química al tener contacto con sustancias asfálticas y parafínicas que se depositan en el interior de la TP obturándola. Otra causa es la rotura de la tubería por presión interna o colapso u otro esfuerzo.

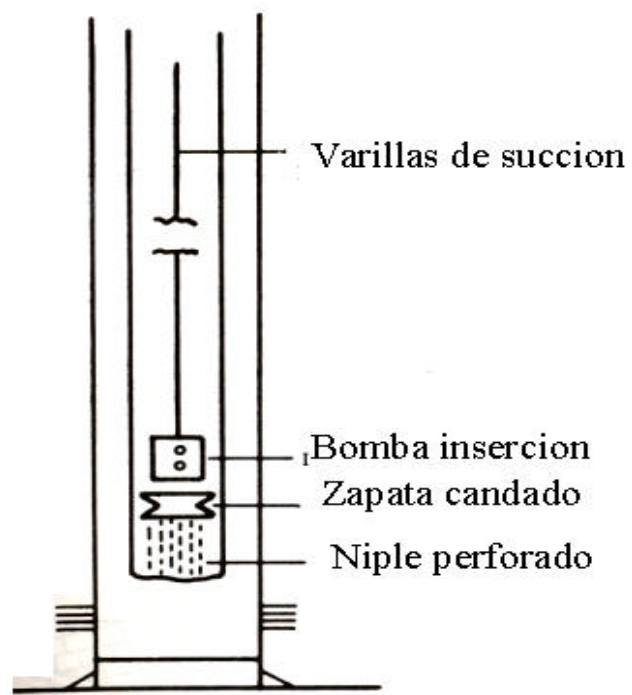


Pozo con aparejo de producción dañado

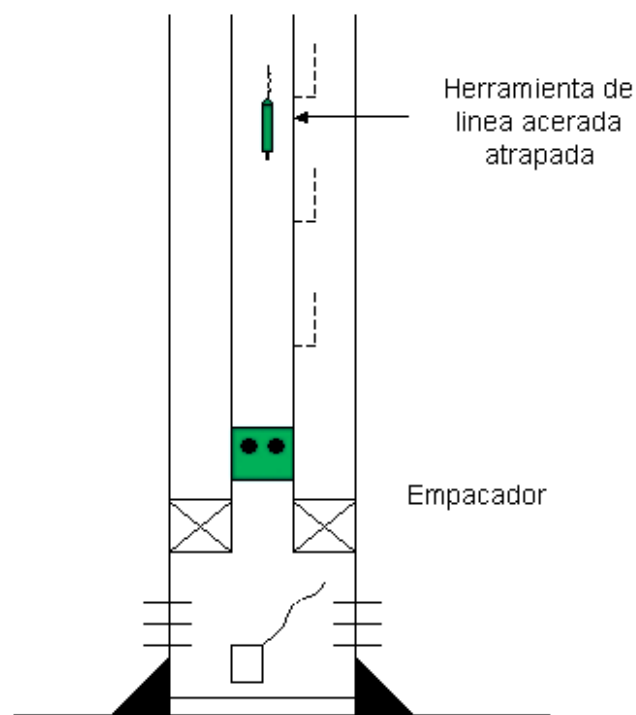
Cambios en el aparejo de producción o en el sistema de recuperación de acuerdo a la etapa productiva del pozo, en algunos casos por problemas ocasionados por herramientas de la línea de acero atrapadas en el interior de la tubería de producción.

Entre los cambios del aparejo más frecuentes está el bombeo neumático debido a la obturación de las válvulas de inyección de gas, con sedimentos, carbonatos o depósitos orgánicos que alteran su calibración.

En los aparejos de bombeo mecánico (BM) las fallas más frecuentes son el Desanclaje de la bomba, el calzamiento de las válvulas de retención o viajera y la desconexión o rotura de las varillas de succión.

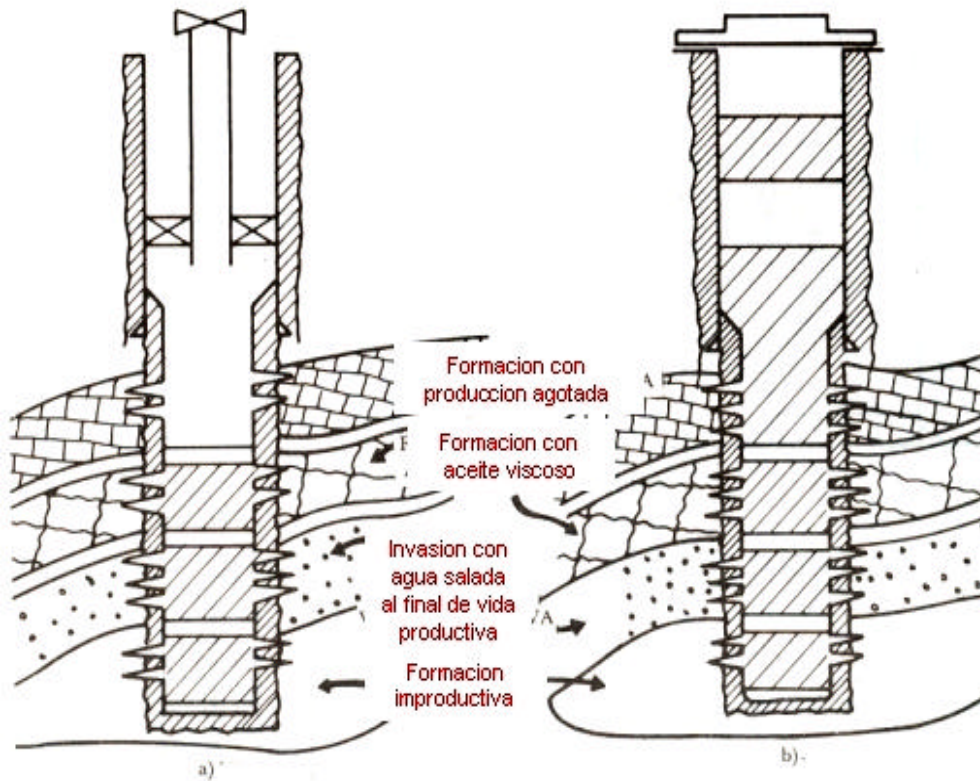


Varillas de succión rotas



Pozo con herramienta línea acerada atrapada

AGOTAMIENTO TOTAL. En campos de explotación avanzada los pozos llegan a declinar su producción a límites que hacen incontables mantenerlos en operación, considerando agotado el yacimiento. Si no existe otra alternativa, el pozo se interviene para su taponamiento, aislando los intervalos productores por medio de cementaciones a presión, tapones mecánicos o tapones de cemento.



Pozo taponado con tapón mecánico y pozo taponado con cemento

POZO TAPONADO CON TAPÓN MECÁNICO Y POZO TAPONADO CON CEMENTO

Al llevar a cabo una reparación menor, generalmente el pozo tiene un determinado aparejo de producción, por lo tanto la intervención podrá ser para:

- Reacondicionar un aparejo fluyente (RF).
- Reacondicionar un aparejo de bombeo neumático (RBN).
- Reacondicionar un aparejo de bombeo mecánico (RBM).
- Conversión del aparejo fluyente de bombeo neumático (CBN).
- Conversión del aparejo fluyente o neumático a bombeo mecánico (CBM).
- Reacondicionar un aparejo inyector de agua (RIA).
- Reacondicionar un aparejo inyector de vapor (RIV).
- Recuperación del aparejo (RA).

Por consiguiente, la reparación que se efectuará en el pozo estará sujeta a la elaboración de un programa de intervención donde previamente fueron analizados sus antecedentes, que determinaran el tipo de intervención.

Regularmente la terminación que se hacen en los pozos, el de la TR perforada es la más empleada, ya que permite mejores opciones de efectuar las reparaciones requeridas en cada pozo.

Las reparaciones de pozos que existen:

Reparaciones mayores.

Reparaciones menores.

Reparación mayor se refiere a las actividades operativas que pretenden mantener el pozo en constante producción, mediante la alteración de las condiciones de flujo de los yacimientos productores.

Reparación menor, a diferencia de la mayor, es aquella en la cual no se alteran las condiciones del yacimiento, sino que únicamente se restablecen a su forma original, significando con ello la limpieza del pozo y sustitución de accesorios en su estado mecánico.

El empacador BaKer modelo A-2 Lok-Set se utiliza en pozos productores o inyectoros en donde se debe mantener en ambas direcciones y donde la tubería se ajuste con tensión, neutral o en compresión. Es empleado en pozos de bombeo neumático y fluyente.

Su construcción es de diámetro interior amplio, de doble anillo y con descargador integral, sus cuñas son deslizables y de afianzamiento opuesto, con lo que evita el movimiento del empacador originado por el efecto de las presiones diferenciales. Sus segmentos de cierre sirven como anillos de seguridad, logrado así mantener sellada la herramienta y a la vez atrapado el descargador hasta que se trabaje a desanclar.



Empacador BaKer Lok- Set

TAMAÑO DEL EMPACADOR	DIAMETRO DE LA TR pg	PESO Kg	TENSION kg
43	4 1/2	3,000	5,000 a 10,000
	5		
45	5 ½		
	6 5/8		
47	6 5/8	5,000	
	7		
	7 5/8		
49	8 5/8	7,500	10,000 a 15,0000
51	9 5/8		

ESPECIFICACIONES EMPACADOR HRP-1

DIAMETRO EXTERIOR		PESO NOMINAL TR lb/pie	DIAMETRO EMPACADOR	
TR pg	TP pg		EXTERIOR Pg	INTERIOR pg
7 5/8	3 1/2	20-33.7	6.625	2.875
		33.7-39	6.250	2.875
7	3 1/2	17-20	6.250	2.875
		20-29	5.937	2.875
	2 7/8	20-29	5.937	2.375
		29-38	5.687	2.375
		40	5.500	2.375
6 5/8		17-24	5.687	2.375
		24-32	5.500	2.375
5 1/2	2 3/8	9-13	4.875	1.937
		14-24	4.500	1.937
		20-23	4.500	1.937
		26	4.128	1.937
5	2 3/8	11.5-15	4.218	1.937
		15-18	4.000	1.937
4 1/2	2 3/8	9.5-13.5	3.750	1.875
		13.5-15.1	3.625	1.875

15.5 ACCESORIOS DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

Sistemas de los aparejos de producción que se utilizan en la etapa de recuperación primaria de un pozo son:

- Aparejo fluyente
- Aparejo de bombeo neumático
- Aparejo de bombeo mecánico

El primero aprovecha básicamente la energía propia del yacimiento, haciendo llegar los hidrocarburos a la superficie.

El segundo es un diseño artificial de explotación, empleado en pozos de baja presión, cuya función es la de reducir la columna hidrostática y permitir que el aceite llegue a las baterías de separación.

El tercero se le denominará así, cuando se utilice una bomba superficial, accionada por varilla dando lugar a que el aparejo opere individualmente por medio de una unidad superficial.

En la actualidad hay una gran variedad de accesorios, de los cuales los mas importantes son:

- Empacadores
- Niples de sello
- Unidades de sello
- Junta de tensión

NIPLES DE SELLO

Los niples selladores completos están formados por las unidades de sello, cuñas tipo candado y por la conexión superior del mandril. Entre estos se tienen en operación dos modelos. "E" y "G".

El modelo "E", al introducirlo al empacador y agregarle peso, sus cuñas se sujetan a la rosca cuadrada izquierda en la parte superior del empacador. Se utiliza cuando se tienen que soportar altas presiones, teniendo en cuenta que no debe sobrepasarse los esfuerzos de la tubería por los cambios de presión y temperatura, para soltarlo se gira la tubería de 15 o mas vueltas a la derecha.

No se debe utilizar en aparejos sencillos selectivos o dobles.

El modelo "G" se utiliza normalmente en pozos donde no se van a registrar presiones altas, así como en aparejos sencillos selectivos o dobles donde no se puede girar la sarta de tubería.

En ocasiones se a utilizado en cementaciones forzadas a través del empacador permanente para sellar el espacio anular, durante la inyección del cemento a la formación.



Niples de sello tipo "E"



**Zapata guía para niple
de sellos tipo "E"**



Niples de sello tipo "G"

UNIDADES DES DE SELLO

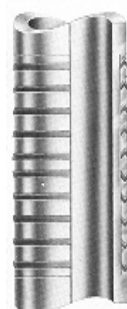
Para lograr el sello entre el espacio anular y el interior de la tubería de producción en un aparejo, se utiliza un niple sellador que se ajusta a la camisa pulida en el interior del empacador, éste efectúa el sello con o sin peso aplicado en la sarta de tubería de producción. En los niples, el sello se logra por el contacto de hule metal.

Existen cuatro tipos de unidades selladoras:

Normal, Premium, Fijador, K-Ryte

NORMAL

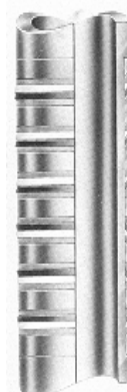
Es el más empleado, tiene cinco empaques hacia arriba y cinco hacia abajo para soportar presión en ambas direcciones. No se debe usar a temperaturas mayores de 163 °C ni donde haya ácido sulfhídrico.



ESPACIADOR
EMPAQUE
DE
CHEVRON

PREMIUM

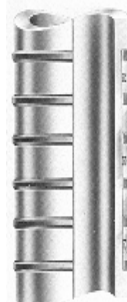
La distribución de los empaques es similar al anterior, pero la calidad de sus materiales lo hace resistente al ácido sulfhídrico, puede ser utilizado hasta una temperatura de 176.



ESPACIADOR
ANILLO DE ACERO
INOXIDABLE
EMPAQUE DE CHEVRON
Y TEFLON
EMPAQUE DE CHEVRON
Y VITRON

FIJADOR

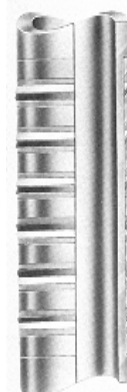
El empaque fijador de ésta unidad está compuesto nitrito y viltrón, lo que le permite soportar la presencia de ácido sulfhídrico y temperatura no mayor de 176 °C, este tipo de sella, por su material vulcanizado puede entrar y salir en varias ocasiones con mínimo daño.



EMPAQUE FIJADOR
ANILLO
ESPACIADOR

K-RYTE

La distribución de los empaques soporta las presiones de arriba y de abajo del empacador. Es resistente a la corrosión, al ácido sulfhídrico y bióxido de carbono, hasta temperatura de 260 °C y presiones de 1054 k/cm²



EMPAQUE DE RYTRON
EMPAQUE DE TEFLON
EMPAQUE DE CHEVRON
EMPAQUE DE OPUESTO
DE CHEVRON
ESPACIADOR

EXTENSIONES PARA UNIDADES DE SELLOS

Los niples de sellos se proporcionan con dos unidades selladoras, pero cuando existe la necesidad de prolongar su longitud, se le agregan más unidades, en ambos modelos de niples “E” o “G”.y “E”



Extensión modelo “E”



Tamaño 80-32 “G”



Tamaño 40-26 “G”

Este tipo de extensión “E” se utiliza para niples de sello en los aparejos de producción con varios empacadores permanentes.

EXISTEN OTRO TIPO DE ACCESORIOS QUE SON

Tipo “E”. Consiste en un tubo de producción con cople en un extremo y en el otro corte transversal, zapata guía (pata de mula), que sirve para guiarlo hacia dentro del empacador y la vez, abrir la charnela del mismo. El tubo esta disponible en tamaño de 1.660 a 4 pulgadas y longitudes de 1.64 metros.

PERFORADO

Este está diseñado par utilizarse en el extremo de la sarta larga del aparejo doble selectivo, para evitar vibraciones originadas por la tuburlencia de fluidos. Actualmente su uso es muy limitado.

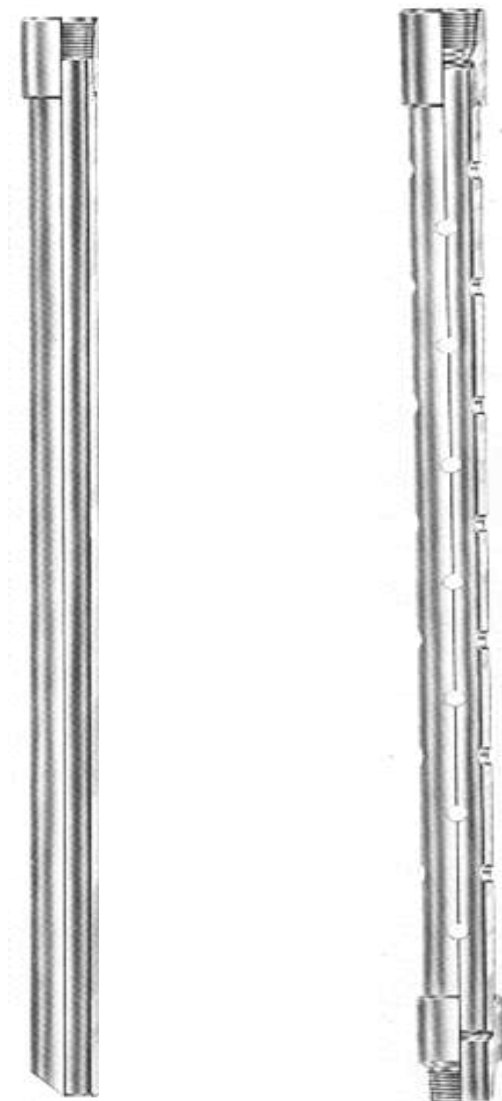


Figura Tubos de Producción Tipo “E” y Perforado

TAPÓN “DR”

Se emplea para aislar un empacador convirtiéndolo en tapón mecánico. Se introduce con tubería de trabajo o de producción, pero antes cámbiele el sustituto por uno de acero, para asegurar un agarre efectivo del pescante al recuperarlo. Cuando se espera altas presiones debajo del empacador, se utiliza con cuñas del tipo candado, en caso contrario, se utilizan únicamente las U. de sello.

VÁLVULAS DE CIRCULACIÓN

FUNCIÓN

La función principal de la colocación de un válvula de circulación en los aparejos de producción, ya sean sencillos selectivos o de doble terminación, es la de proveer un medio de comunicación entre el espacio anular y el interior de la tubería de producción.

Todos los aparejos de producción deben tener este accesorio con la finalidad de facilitar el lavado o control del pozo.

Este accesorio se coloca en los aparejos arriba del empacador, para lavar o controlar el pozo a mayor profundidad y facilitar las operaciones de pesca.

Existen dos tipos de válvulas de circulación:

Tipo mandril.

Camisa deslizable.

- Con niple de asiento
- Sin niple de asiento.

Ambos tipos se abren y cierran con el equipo de línea acerada.

TIPO DE MANDRIL

Tienen una forma ovoide con orificios de circulación en el cuerpo, el cierre de estos produce con un obturador que se aloja en un receptáculo o bolsillo.

La desventaja mayor de éste accesorio es la recuperación en caso de accidente mecánico debido a la forma irregular del mismo.

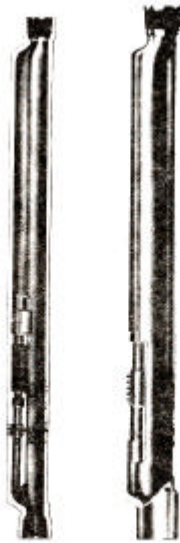


Figura Mandriles Camco KB y KBM

TIPO DE CAMISAS DESLIZABLE

Tiene una pieza móvil en su interior denominada "Camisa", cuya función es abrir o cerrar los orificios de circulación. Este tipo de válvulas puede diseñarse con niple de asiento o sin él.

CON NIPLE DE ASIENTO

Están maquinados para recibir accesorios con el equipo de línea acerada tales como, válvulas de retención, separador de flujo y estrangulador lateral en caso de presentar dificultad para cerrar.

SIN NIPLE DE ASIENTO

Tienen el mismo diámetro interior que la tubería de producción por lo cual se pueden colocar varias válvulas de este tipo en una misma sarta. En este tipo de camisas si se introducen invertidas se puede abrir o cerrar la misma.



NIPLES DE ASIENTO

Estas herramientas se utilizan en aparejo de producción tales como:

- Aparejo fluyente.
- Aparejo de bombeo neumático.

EN APAREJO FLUYENTE

Se colocan en la tubería de producción ya sea abajo, arriba o entre empacadores, según el objetivo que se desee alcanzar, por ejemplo:

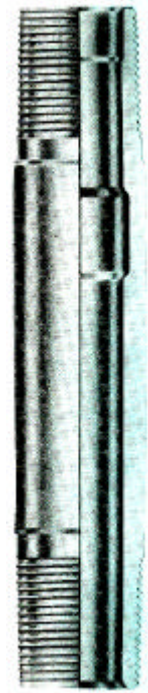
- Aislar intervalos o zonas de intervalos.
- Para colocar estranguladores de fondo.



**Niple de Asiento
Tipo "RN"**



**Niple de Asiento
Tipo "X" OTIS**



**Niple de Asiento
Tipo "N"**

EN EL PAREJO DE BOMBEO NEUMÁTICO

Se instalan en la parte interior del aparejo de producción con válvula de retención, para efectuar la limpieza del pozo, que a la vez sirve para evitar que la columna hidrostática contenida en la T.P. iguale la presión de formación.

Niple de Asiento Baker Modelo "F"
Y Válvula de Retención "FB-2"

Niple de Asiento Baker Modelo "R"
Y Válvula de Retención "RB-2"



JUNTAS DE Tensión

Permiten su desconexión al tensionar la sarta con las toneladas a que esté calibrada, pudiendo recuperar la tubería de producción del aparejo, cuando el empacador y sus accesorios se encuentran atrapados por asentamiento de sólidos en el espacio anular o por atrapamiento de niple de sellos en el interior del empacador.

A la mayoría de las juntas de tensión no se les debe dar rotación pues ocasionan la rotura de los tornillos o pernos que las sujetan, a excepción de las juntas Baker modelo "C" y Camco "SP1" que si están diseñadas para aceptar rotación.



Juntas de Tensión CAMCO



Junta de Tensión Baker

15.6 LAVADO DE POZOS

La filtración es un proceso usado para eliminar los sólidos suspendidos en los líquidos. (Los sólidos disueltos se eliminan mediante un proceso químico).

En el caso de los fluidos de terminación, los materiales suspendidos pueden ser agentes densificantes, sólidos de perforación, arena, etc.

OBJETIVO DE LA FILTRACIÓN

El uso de los fluidos limpios en la terminación del pozo, evita el daño a la formación por depositación de sólidos, en los poros y canales de formación, sólidos que no son removidos por estimulación; disminuye los problemas mecánicos del aparejo de producción, al operar eficientemente todas las partes de fricción existentes en él, aumentando de esta manera la productividad de las actividades de terminación y reparación de pozos.

El desplazamiento es el punto más importante, ya que el éxito de este dependerán los tiempos y costos por lavado y filtración de los fluidos limpios.

OBJETIVO DE DESPLAZAMIENTO

El objetivo de desplazamiento del fluido de control por agua dulce y/o éste por fluidos limpios es con la finalidad de efectuar la remoción del lodo, enjarre adherido a las paredes de la tuberías, así como la eliminación de los sólidos en suspensión presentes en el interior del pozo, sean éstos barita, recortes o cualquier contaminantes o sedimentos que hubiera por remover. De igual manera al llevarse acabo este desplazamiento del fluido de control, es necesario mantener la integridad y naturaleza del mismo, y que éste sea desalojado lo más completo y homogéneo que sea posible y así reducir los tiempos por filtración y los costos operativos por un mayor tiempo de circulación al ser desalojado el fluido a superficie. Para lo anterior debe utilizarse fluidos con características fisicoquímicas tales que permitan la desintegración de los contaminantes y asegurar su total dispersión y posterior acarreo hacia la superficie del pozo. Es muy importante determinar el tipo de enjarre y/o los contaminantes que se van a remover para diseñar los fluidos con la propiedades adecuadas para efectuar el desplazamiento del fluido de control.

FACTORES QUE INTERVIENEN EN UN DESPLAZAMIENTO.

Existen varios factores que pueden afectar el programa de desplazamiento y deben ser considerados previamente.

GEOMETRÍA DEL POZO EN CONDICIONES DEL EQUIPO EN SUPERFICIE

1. Condiciones de temperatura y presión del pozo. La temperatura afecta las condiciones y propiedades del fluido de control dentro del pozo, aunque éste será desplazado que es necesario considerar la forma como pudiera afectar

este factor a los fluidos diseñadas para circularse dentro del pozo. La presión puede incidir drásticamente en el equilibrio de presiones, que debe mantenerse en un desplazamiento de fluidos.

2. Diseño de la Tuberías. Las tuberías tanto de producción y de revestimiento ya fijas en el interior del pozo y/o los accesorios del aparejo de producción influyen en el gasto o volumen por bombearse al pozo, así como afectan los regímenes de flujo. Dependiendo de las tuberías o accesorios que lleven estas será diseñado el programa para desplazar el fluido, ya que en aparejos de producción anclados, se circula a través de los orificios de la camisa y esto influirá más que si tuviéramos una tubería franca, por lo que es necesario conocer previamente las tuberías a través de las cuales se llevará acabo el lavado del pozo y diseñar el programa más adecuado al mismo.
3. Carecer del equipo necesario para efectuar las operaciones necesarias en superficie. Si el gasto necesario no es dado por las bombas o equipo de superficie, su eficiencia será severamente reducida y puede ocasionar problemas para obtener una limpieza totalmente efectiva.
4. El tipo de fluido de control que se tenga en el pozo. Este es el factor más primordial ya que dependiendo de las condiciones de éste, será la eficiencia del desplazamiento.
5. Se debe tomar en cuenta su densidad y viscosidad, considerando que mientras estas propiedades sean mayores existirá una mayor diferencia de presión al ser desalojado y también una probable disminución en el gasto programado

La efectividad del programa de desplazamiento. Que no sobrepase las condiciones de que se disponga en superficie. Es necesario primero verificar que se tengan todos los materiales y equipos programados y posteriormente monitorear el avance eficiencia y cumplimiento del programa diseñado para ello.

Los productos químicos programados en el desplazamiento. Que la función de los productos químicos no se cumpla por falla de calidad de los mismos. Estar preparados para tener productos químicos alternos para rediseñar en corto tiempo un programa de limpieza igualmente efectivo, o que realice la función que los otros productos no cumplieron. Se debe considerar el diseño de los espaciadores y lavadores químicos especiales ya que la mayoría de los lodos utilizados son incompatibles con las salmueras, y es necesaria su programación para garantizar una limpieza y desplazamiento efectivos del fluido de control hacia la superficie sin contaminación.

Formas de desplazamientos. Existen dos formas para efectuar el desplazamiento del fluido de control, ya sea por agua dulce, salmuera libre de sólidos o la combinación de ambos:

- 1.- Circulación Inversa.
- 2.- Circulación Directa.

La selección del procedimiento mas adecuado depende de las condiciones operativas que se tengan en el pozo en cuestión, así como las condiciones de calidad de las tuberías de producción y/o revestimiento que se tengan, de los resultados obtenidos de los registros de cementación en las zonas o intervalos de interés, y el tipo de fluido que se tenga en el interior del pozo.

Circulación Inversa. Si la información de los registros de cimentación y la calidad de las tuberías de revestimiento indican que soportará una diferencia de presión calculada, ésta circulación es más factible de ser utilizada.

Este procedimiento permite un mayor espaciamiento entre el agua dulce y los fluidos por desalojarse, así como será mayor el volumen de agua en los espacios anulares y menor el fluido que va quedando en las tuberías de producción, así mismos pueden utilizarse regimenes de bombeo más elevados con flujos turbulentos.

Estos regimenes de bombeo son los más adecuados para este tipo de operaciones de limpieza de pozos al ser desplazado el fluido de control; lo cual permitirá desplazamientos más efectivos y libres de contaminantes.

Así mismo tendremos menores tiempos operativos y una menor adición de aditivos ya sean espaciadores y de lavadores químicos, lo cual nos dará como resultado una considerable reducción en los costos de lavado y filtración.

Circulación directa. Si los registros de cimentación muestran zonas no muy aceptables para ser sometidas a una diferencial de presión calculadas del fluido de control a desplazarse con respecto al agua dulce, deberá utilizarse este método de CIRCULACIÓN DIRECTA, en el cual no se obtiene un desplazamiento muy efectivo debido a que los volúmenes de agua dulce a manejar son menores al circularse de las tuberías de producción a los espacios anulares. Los regimenes de bombeo serán menores al incrementarse el valor de las perdidas de presión por fricción, y por consiguiente el empuje del agua sobre el fluido de control en áreas más grandes creará deficiencias para un desplazamiento efectivo y en algunos casos no se dará el REGIMEN TURBULENTO necesario para garantizar que el pozo estará totalmente limpio de contaminantes.

Así mismo serán necesarias mayores cantidades de espaciadores y limpiadores químicos, aunado al mayor tiempo de circulación y por consiguiente un costo más elevado por filtración y por tiempos operativos.

Recomendaciones previas al lavado del pozo. previo al desplazamiento del fluido de control ya sea base agua o base aceite por el diseño de espaciadores y lavadores químicos es necesario efectuar algunas consideraciones referentes al fluido de control que se encuentra dentro del pozo y empresas de trabajo:

1. En pozos sin accesorios dentro del mismo, bajar la tubería de producción con los escariadores adecuados a las tuberías de revestimiento que se van a limpiar de fluido de control y hasta la profundidad interior más cercana a la zona de interés para remover los sólidos y residuos acumulados de las paredes de las tuberías.
2. En caso de tener accesorios como empaques, tratar de bajar la tubería diseñada para el paso libre hasta la profundidad adecuada para efectuar el lavado del pozo.
3. Establecer la circulación con la bomba del equipo al máximo gasto permisible en forma directa.
4. Un factor muy importante es el acondicionador del fluido de control en presas de trabajo al circularse al interior del pozo previo al desplazamiento del mismo, por lo que sus propiedades necesitan ser consideradas desde el desplazamiento, para prevenir la formación de geles de alto valor, ya que de esta manera el fluido permitirá un mejor desplazamiento con mayor eficiencia. Se deben seguir las siguientes consideraciones:
5. Efectuar la circulación del fluido del pozo hacia los equipos disponibles de eliminadores de sólidos con el propósito de remover contaminantes grandes y de ser posible hacia presas o tanques limpios para ser utilizado este al salir ya libre de sedimentos y agentes contaminantes.
6. Reducir a valores mínimos permisibles la VISCOSIDAD PLASTICA y el PUNTO CEDENTE, para asegurar la movilidad del fluido en los espacios anulares y tener un eficiente barrido del mismo.
7. Evitar en esta etapa los espaciadores o píldoras viscosas.
8. La tubería necesita reciproca y si las herramientas lo permiten girarse antes y durante el desplazamiento para romper geles o bolsas estacionarias de fluido de control con sólidos acumulados y que produzcan altas viscosidades.
9. Tratar de centrar la sarta de trabajo, para facilitar el desplazamiento, un buen centrado permitirá incrementar la remoción del fluido de control.
10. Efectuar viaje corto con los escariadores o con la tubería que se lleve hasta la boca de la tubería de revestimiento corta (boca liner) o levantarse aproximadamente 300 mts, y volver a bajar a la profundidad programada y seguir circulando el fluido filtrado. Así mismo al tener el pozo lleno de fluido limpio repetir el viaje corto para que las herramientas que se lleven en la punta auxilien en la limpieza de sedimentos y remoción de residuos que se hubieran quedado adheridos en las paredes de las tuberías de revestimiento

11. Proceder a efectuar el desplazamiento del fluido por espaciadores y lavadoras químicos y por el fluido final programado para quedarse dentro del pozo, ya sea agua dulce o salmuera libre de sólidos, circulados a gastos máximos de bombeo.
12. La condición del flujo turbulento no es precisamente necesaria pero mejora la eficiencia de un desplazamiento.
13. Para diseñar los volúmenes de los espaciadores y lavadoras químicos es necesario considerar el volumen por remover en el lavado del pozo, ya que en el caso de estar muy someros y el volumen por desalojar sea poco, el diseño puede ser ajustado por menores cantidades y evitar excesos en los costos de estos reactivos.

En el caso de pozos de poca profundidad o de poca costeabilidad productiva, es conveniente efectuar un análisis del costo beneficio con la finalidad de evitar dispendios de recursos en yacimientos con poco valor.

15.7 DISPAROS DE PRODUCCIÓN

Durante la etapa de terminación de los pozos el disparo de producción es la fase más importante, ya que permite tener comunicación de los fluidos entre el cuerpo productor y la tubería de revestimiento, ya que un disparo bien diseñado posibilitará el flujo de los hidrocarburos en forma eficiente. La operación de disparo no es una técnica aislada, debiendo prestarle atención particular en la selección del diámetro de la tubería de producción, ya que este condicionará el diámetro exterior de las pistolas y las cuales tendrán mayor o menor penetración de acuerdo a su diámetro.

El grado de la tubería de revestimiento, densidad del disparo, tipo de formación, humedad y temperatura, son algunos de los factores que pueden afectar el resultado de los disparos.

TEORÍA DEL DISPARO

La investigación desarrollada por Exxon descubrió la trascendencia del taponamiento de los disparos con lodo ó con residuos de las cargas preformadas, disparar con una presión diferencial hacia el fondo del pozo y el efecto de la resistencia a la compresión de la formación sobre el tamaño del agujero de los disparos y su penetración. Este trabajo condujo al desarrollo de cargas preformadas no obturantes; de pistolas disparables a través de la tubería de producción y de la norma API RP-43 para evaluar los disparos bajo condiciones de flujo simuladas en el pozo.

El desarrollo de pistolas a chorro efectivas, ha mejorado la penetración cuando se presentan formaciones y cemento de alta resistencia a la compresión y/o tuberías de revestimiento de alta resistencia con espesor grueso.

Aunque existe la tecnología para asegurar buenos disparos en la mayoría de los pozos, en muchas áreas regularmente se tiende a obtener disparos deficientes principalmente por un desconocimiento de los requerimientos para disparar óptimamente, el control inadecuado del claro, particularmente cuando se corre la pistolas a través de la tubería de producción y la practica generalizadas de preferir realizar los disparos en función de sus precios en lugar de su calidad.

TIPOS DE DISPAROS

DISPAROS DE BALAS

Las pistolas de balas de $3\frac{1}{2}$ " de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000lb/pg^2 , los disparos con balas de $3\frac{1}{4}$ " o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorros en formaciones con resistencias a la compresión inferior a los 2000lb/pg^2 . La velocidad de la bala en el cañón es aproximadamente de 3300 pies/seg. Y pierde velocidad y energía cuando el claro excede de 0.5 pg y la perdida en la penetración con un claro de 1 pg. Es aproximadamente el 25% de la penetración con un claro de

0.5 pg y con un claro de 2 pg la perdida es de 30%. Las pistolas de bala pueden diseñarse para disparar selectiva o simultáneamente.

DISPAROS A CHORRO

El proceso de disparar a chorro consiste en que un denotador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal, la alta presión generada por el explosivo origina el flujo del recubrimiento metálico separando sus capas internas y externas. El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un haz o chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 20,000 pies/seg. Con una presión estimada de 5 millones de lb/pg².

Debido a la sensibilidad del proceso de disparo a chorro, por la casi perfecta secuencia de eventos que siguen al disparo del detonador hasta la formación del chorro, cualquier falla en el sistema puede causar un funcionamiento deficiente, lo cual puede generar un tamaño irregular o inadecuado del agujero, una pobre penetración o posiblemente ningún disparo. Algunas de las causas del mal funcionamiento son: corriente o voltaje insuficiente al detonador; un detonador defectuoso o de baja calidad; un cordón explosivo aplastado o torcido; el explosivo principal de baja calidad o pobremente empacado o en recubrimiento colocado incorrectamente o sin hacer contacto efectivo con el explosivo. El agua o la humedad en las pistolas, el cordón explosivo o las cargas, pueden provocar un mal funcionamiento o una detonación de baja orden.

Los disparos a chorro convencionales a través de la tubería de revestimiento son las pistolas recuperables con un tubo de acero, normalmente proporcionan una penetración adecuada, sin dañar la tubería de revestimiento. Existen pistolas a chorro para correrse a través de la tubería de producción, incluyendo pistolas encapsuladas o sea las desintegrables o de rosario, pistolas con cargas giratorias, con cargas soportadas en alambre y con cargadores tubulares y pistolas con cargadores de pared delgada o desechable la ventaja que presentan es que su posibilidad de correrse y recuperarse a través de la tubería de producción y de dispararse con una presión diferencial hacia el pozo. Las pistolas desechables o desintegrables con cargador hueco de pared delgada evita el resquebrajamiento de la tubería de revestimiento y la mayor parte de los residuos que se dejan dentro de ella, también eliminan el problema del claro si la pistola es colocada apropiadamente, pero se sacrifica algo de penetración.

PISTOLAS HIDRÁULICAS

Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce grandemente a medida a que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300lb/pg² la penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente del fluido.

ARMADO DE LA HERRAMIENTA PARA CALIBRAR Y REGISTRAR.

1. El encargado de malacate de la unidad de disparos y sus ayudantes, armarán el equipo para calibrar el aparejo de producción y tomar el registro de coples, bajo la supervisión del ingeniero de la unidad de disparos.
2. Prueba del equipo de control de presión con la herramienta dentro.
3. El ingeniero de la unidad de disparos, auxiliados por encargado del equipo de control de presión y su ayudantes, así como del encargado de la unidad de alta presión el personal de terminación y reparación de pozos probaran el equipo de control de presión a 1.2 la presión esperada después del disparo, durante 3 minutos, todo esto será realizado bajo la supervisión del ingeniero de terminación y reparación de pozos.
4. Bajar la herramienta hasta que el cable tenga peso.
5. El ingeniero de disparos y su personal introducirán la herramienta dentro de los lubricadores; el y sus ayudantes que todos los accesorios del equipo de control y válvulas de árbol estén abiertas, para permitir el peso de la herramienta de calibración.
6. El operador de la unidad de disparos comenzará a bajar lentamente la herramienta dentro del aparejo de producción hasta que adquiera suficiente peso, esto podrá ser visualizado en el indicador de peso ó cuando la catenaria formada por el cable no sea muy profunda.
7. El ingeniero deberá observar en el monitor al peso de la herramienta por todo el aparejo de producción.
8. Bajar normalmente teniendo cuidado con restricciones.
9. El encargado del malacate de la unidad de disparos bajará normalmente la herramienta, disminuyendo la velocidad cuando pase por las restricciones, como camisa ó válvula de seguridad, empacador, disminución de diámetros de tubería de producción, etc.

El ingeniero de la unidad de disparos observará en su monitor el peso de la herramienta por los diferentes accesorios del aparejo de producción y ordenara al malacatero de la unidad que se detenga un minuto frente a estos para observar en el indicador de peso, el total de la herramienta mas el cable libre, y anotará este peso, y comparará este peso con el calculado, con esto estará verificando que su indicador está bien calibrado. Luego ordenara al malacatero que continúe bajando.

- 1.- Bajar lentamente a la salida de la T.P. y verificar todos los coples de la T.R. hasta cubrir el intervalo de disparo.

En esta parte es necesario que el encargado de malacate de la unidad de disparos baje lentamente la herramienta para que el ingeniero de disparos pueda anotar la longitud de los tubos y profundidad de cada cople, y así poder localizar algún tubo corto que le sirva de referencia para colocarse en profundidad con el registro de correlación.

2.- Registrar unos 100 metros (si se posible) cubriendo el intervalo de disparos.

El malacatero desplazará la herramienta de registro y calibración en el momento y la velocidad indicados por el ingeniero de disparos.

El ingeniero grabará en disco duro el registro, al mismo tiempo que imprimirá el mismo, para después compararlos con el registro de correlación.

3.- ¿Está en profundidades registro?

El ingeniero de la unidad de disparos, después de tomar el registro comprará este con el de correlación y determinará que diferencia hay entre ellos. Corrige la profundidad en la computadora y vuelve a tomar el registro, y vuelve a comparar, si no hay diferencia de profundidad pase al siguiente paso.

4.- Marcar el cable.

En este paso uno de los ayudantes del malacatero de disparos, marca con cinta el cable en el lugar que el ingeniero de disparos le indique.

5.- Verificar accesorios del aparejo a la salida y registrarlos.

El malacatero de disparos saca con cuidado la herramienta, al pasar por la entrada a la T.P. empaque, camisa, etc.

El ingeniero registra en disco duro e imprime el paso de la herramienta por estos accesorios.

6.- Sacar la herramienta.

El malacatero continúa sacando rápidamente la herramienta de registro y calibración hasta la superficie, bajando su velocidad al acercarse al árbol de válvulas y equipo de control. El ingeniero deberá supervisar en el monitor el paso de la herramienta por los accesorios.

15.8 CAMBIO DE PREVENTORES POR MEDIO ARBOL Y VICEVERSA

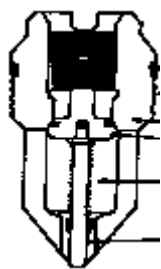
A continuación se enlistan los pasos a seguir para efectuar un cambio de medio árbol de válvulas por preventores de reventones.

1. Informar al personal las normas de seguridad y protección al medio ambiente.
2. Asignar tareas específicas al personal de operación de acuerdo a sus categorías.
3. Comprobar que los accesorios del arreglo de preventores a utilizar estén completos y en condiciones (brida adaptadora, espárragos o birlos con tuercas, anillos, bridas compañeras. Etc.).
4. Verificar las condiciones físicas de los preventores, pistas y posición correcta de los arietes en el caso del preventor doble.
5. Comprobar el correcto funcionamiento de la bomba operadora de preventores.
6. Revisar pista y sello de bonetes, empaques frontales y superiores de los rams.
7. Comprobar operación de los preventores.
8. Confirmar el control total del pozo observándolo.
9. Instalar válvula "H" (en unas ocasiones se puede instalar una válvula "H" ciega y nos permite probar en la baja los preventores).
10. Calcular el peso del aparejo de producción y su resistencia a la tensión.
11. Desconectar líneas de los ramales del medio árbol.
12. Retraer los tornillos opresores (yugos) de la bola colgadora y quitar tornillería del medio árbol con el cabezal de producción.
13. Instalar tramo madrina corto al bonete superior (cachucha).
14. Tensionar el aparejo dentro de los límites calculados (60 a 70 cm.).
15. Levantar el anillo amarrándolo a la parte inferior del buje colgador y colocar las cuñas de plato (Spider), apoyando todo el peso del aparejo sobre las cuñas.
16. Desconectar medio árbol de válvulas, colocándolo y asegurándolo sobre las pizarras fuera del área de contrapozo.
17. Conectar tramo madrina al niple colgador.
18. Tensionar sarta y recuperar cuñas.
19. Apoyar sarta en cima de la bola colgadora y desconectar tramo madrina.
20. Instalar arreglo de preventores adecuados.
21. Conectar línea de pulgadas a los preventores.
22. Meter mínimo fluido con la bomba neumática a las líneas para conectar a los preventores, e identificar las líneas de abrir y cerrar (colocar un recipiente en el extremo para recuperar el fluido) asegurado la conexión correcta.
23. Retraer los tornillos fijadores (yugos) de los preventores "U".
24. Abrir preventores.
25. Efectuar la instalación de conexiones superficiales y prueba hidráulica a las mismas así como al conjunto de preventores aplicando el procedimiento respectivo. Antes de sacar el aparejo.
26. Instalar campana, línea de flote y charola ecológica.

A continuación se enlistan los pasos a seguir par efectuar el cambio de preventores por medio árbol de válvulas.

1. Informar al personal las normas de seguridad y protección al medio ambiente.
2. Asignar tareas específicas al personal de operación de acuerdo a sus categorías.
3. Comprobar que los accesorios del medio árbol a instalar estén completos y en condiciones (anillo, bola y niple colgador, tornillería de enlace con el cabezal de producción) y sobre todo que el modelo y tipo del medio árbol vaya de acuerdo con el mismo cabezal.
4. Verificar las especificaciones de presión de trabajo y diámetros.
5. Instalar bola niple colgador al tramo de ajuste.
6. Instalar válvula “H” de contra presión.
7. Conectar tramo madrina de resistencia adecuada, de acuerdo al peso del aparejo.
8. Bajar bola y niple, al nido del cabezal de producción, guiándola para que no vaya a rozar con el preventor y dañar su elemento de hule.
9. Desconectar tramo madrina, cargando todo el peso al aparejo en la bola colgadora. Recuperar madrina.
10. Cerrar preventores a excepción del anular.
11. Meter tornillos fijadores (yugos) del preventor.
12. Eliminar charola, línea de flote campana.
13. Eliminar líneas de pulgada del conjunto de preventores.
14. Eliminar pisos falsos del piso de trabajo, así como la mesa rotaria (de acuerdo al tipo de equipo). Si es que se requiere para efectuar las maniobras.
15. Checar que el estrobo para las maniobras sea el adecuado (grueso y resistente) de acuerdo al peso del preventor y que esté en condiciones de uso.
16. Revisar el estado del cable de maniobras o cables del malacate auxiliar (ronco) por si se requiere su uso para maniobras.
17. Aflojar y eliminar tornillería del conjunto de preventores.
18. Colocar los mismos en su patín de transporte.
19. Instalar tramo madrina.
20. Levantar aparejo (60 o 70 cm.).
21. Instalar cuñas de plato (Spider).
22. Eliminar tramo madrina, cargado todo el peso del aparejo en las cuñas de plato.
23. Colocar anillo encima de las cuñas de plato.
24. Limpiar niple colgador, agregar selladora y enroscar medio árbol de válvula.
25. Amarrar anillo en la parte inferior del buje colgador del medio árbol.
26. Colocar madrina a brida superior del medio árbol (cachucha).
27. Tensionar sarta a su peso y recuperar cuñas de plato.
28. Limpiar pistas del medio árbol y cabezal de producción (libre de agua y grasa).
29. Instalar anillo.
30. Bajar sarta con cuidado (protegiendo el anillo de un sentón brusco).
31. Apretar tornillería del medio árbol de acuerdo al torque API.
32. Recuperar válvula “H”.
33. Instalar líneas de escurrimiento.

34. Efectuar prueba hidráulica a líneas medio árbol de acuerdo a sus especificaciones.



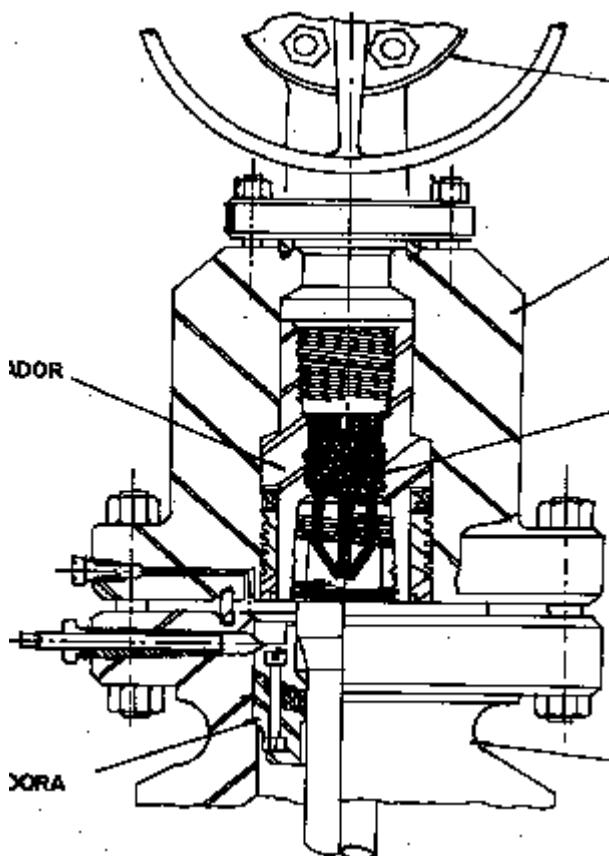
Válvula "H" una vía



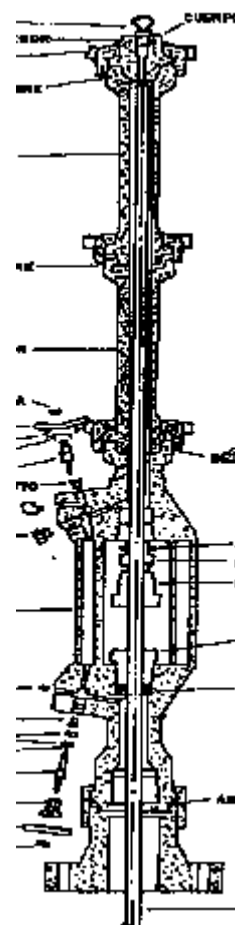
Válvula "H" dos Vías



Válvula ciega (tapón)



Instalación de la Válvula "H" en el colgador



Lubricador U 10

CAPITULO 16

16.1 ARRANQUE INICIAL DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN

PROCEDIMIENTO PARA EL ARRANQUE DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN CA/CD(ROSS-HILL)

1.- Inicio del proceso

2.- Checar niveles de aceite, combustibles, tensión de bandas, ajuste de clutch del motor lister "COMPRESOR AUXILIAR DE AIRE"

3.- Checar dispositivos eléctricos de la unidad que se vaya a poner en servicio, principalmente conexiones del cableado de potencia, excitación y que en el interior de la caseta pcr, estén los interruptores principales fuera (Of.)

4.- Pasar la perilla de control del gobernador se encuentre en la posición (Of.) a la posición (IDLE), esta perilla se encuentra en la parte central del gabinete del generador. Ver Fig. 1

5.- Al arrancar la maquina de combustión interna, se deberá sostener por si sola en velocidad de Holgar; al llegar a su temperatura de trabajo mueva la perilla de la posición (IDEL) a la posición (RUN).

6.- Verificar que en el tablero de control del generador haya 600 volts, 60HZ, de no ser así se deberá ajustar. El modo de ajustar es de la siguiente forma: la frecuencia se debe ajustar con el reóstato de velocidad y el voltaje con el reóstato de voltaje.

7.- La perilla de sincronización pasarla a la posición manual (SYNC), de esta forma queda en línea la primera maquina. (Esta perilla se localiza en la posición central del gabinete del generador).

8.- Cargar el interruptor principal, esta operación se hace grandando la manija en sentido contrario a la manecillas del reloj hasta que trabaje mecánicamente, esta manija se encuentra en la parte inferior del tablero de control del generador.

9.- Verificar y/o poner en (OFF) todos los interruptores para evitar que el generador reciba la carga bruscamente.

10.- Cierre el interruptor principal, pulsando el botón (ON). Este botón se encuentra en la parte inferior del gabinete y al lado de la manija del interruptor.

11.- Cierre los interruptores de los transformadores de 500 y de 75 KVA. El interruptor del transformador de 75 KVA. Se encuentra ubicado al inicio de los gabinetes de control y los interruptores de los transformadores de 500 KVA, se encuentran ubicados entre los gabinetes de los SCR.

12.- Cerrar uno por uno los interruptores de los motores de C.A. según se requiera la operación.

13.- Cerrar los interruptores de los convertidores de potencia (SCR'S), estos se encuentran ubicados de la siguiente forma: El SCR1 se encuentra entre los interruptores de los transformadores de 500 y 75 KVA, el SCR2 entre el interruptor del transformador de 500 y el tablero de control del generador1, los SCR3, SCR4 y SCR5 se encuentran al final de los gabinetes. De esta forma queda en línea la primer maquina.

Para meter a línea la segunda maquina realizar los siguientes pasos:

14.- Pasar la perilla de control del gobernador que se encuentra en la posición (OFF) a la posición (IDLE). Esta perilla se encuentra en la parte central del gabinete del gobernador.

15.- Al arrancar la maquina de C.I. se deberá sostener por si sola en velocidad de Holgar; al llegar a su temperatura de trabajo mueva la perilla de la posición (IDEL) a la posición (RUN).

16.- Verificar que en el tablero de control del generador haya 600 volts, 60HZ, de no ser así se deberá ajustar. El modo de ajustar es de la siguiente forma: la frecuencia se debe ajustar con el reóstato de velocidad y el voltaje con el reóstato de voltaje.

NOTA: Primero ajuste la frecuencia y luego ajuste el voltaje.

17.- La perilla de sincronización pasarla a la posición de automático, esta perilla se encuentra ubicada en al parte central del gabinete del generador.

18.- Cargar el interruptor principal. Esto se realiza pulsando el botón (CIRCUIT BREAKER, PUSH TO CHARGE).

Nota: aquí ya no hay que girar la manija como se hizo para la primer maquina generadora.

19.- Observar el sincronoscopio y al pasar la aguja en el punto central superior (12 horas a favor de las manecillas del reloj) se deberá cerrar el interruptor. Esto se realiza con la perilla (circuito Breaker) si la aguja del sincronoscopio gira muy rápido ajustar el reóstato de velocidad (SPIT-AJUST), observar el sincronoscopio.

Para meter a línea a la tercera maquina efectúe el mismo procedimiento que se efectuó para poner en línea a la segunda maquina.

20.- ¿Se pudieron meter a línea las maquinas generadoras?

21.- Entregar reporte al supervisor de mantenimiento.

22.- Una vez que las maquinas generadoras estén en línea se deben balancear las cargas (Reparto de cargas), la potencia (KW) se ajusta con el reóstato de velocidad, corriente y potencia reactiva con el reóstato de voltaje.

23.- Notifíquese al perforador que las maquinas se encuentran a línea, para que proceda a operar las maquinas que requiera.

16.2 CARACTERISTICAS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE FRENOS (DISCO, BANDAS, ELECTROMAGNETICOS)

FRENOS DE FRICCIÓN

El sistema de frenos de fricción del carrete del malacate es importante para la correcta operación de un equipo sus requerimientos generales:

- Seguridad y confiabilidad
- Efectividad
- Facilidad de mantenimiento

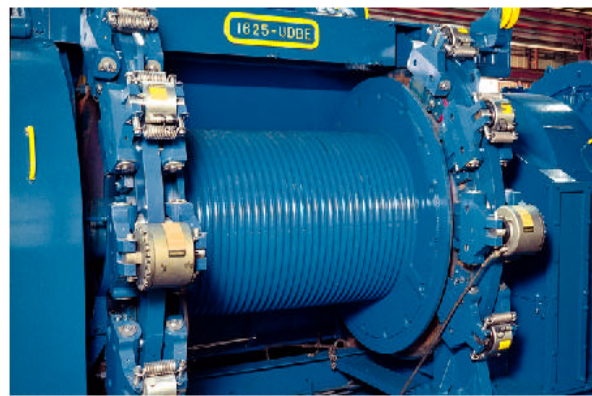


Figura Frenos de fricción

La seguridad y confiabilidad, se obtiene con diseños cuidadosos y construcciones fuertes de todos los elementos sometidos a cargas en el sistema de frenado.

En gran medida, la efectividad de operación es auxiliada por las características propias del tipo de frenado autoenergizante. Este cumple dos características:

- Reduce la fuerza que debe ser aplicada para operar el freno
- Se revela asimismo conforme el carrete empieza a girar en la dirección del levantamiento.

El diseño propio de la fuerza de frenado multiplicado por el sistema de articulación, proporciona una ventaja mecánica tan alta como 80:1.

Esta relación alta de fuerzas, permite el frenado para cargas altas con fuerza manual razonable aplicada sobre la palanca de operación del freno.

Usualmente, la carga de la polea viajera debe sostenerse solo con el peso de la palanca. La formula para determina la capacidad de torsión del freno es:

$$Q = T_1 r (2.718^{(0.0175 af)} - 1)$$

Q = torsión de la banda de frenado (lb-pie)

T1 = tensión de la banda en el extremo activo.

r = radio de frenos (pies)

a = ángulo de contacto con la banda (grados)

f = coeficientes de fricción

Las variables T1, r y a son establecidas por el diseñador.

El coeficiente de fricción de las balatas sobre el aro de acero de freno, no varia mucho de un freno a otro. Por lo tanto, se pueden hacer las siguientes aproximaciones:

0.52 Revestimiento nuevo.

0.30 general.

El factor 0.30 se utiliza con más frecuencia para:

- Compensar las variaciones en las propiedades del revestimiento.
- Las condiciones de operación desfavorables son altas temperaturas por el contacto y contaminación por partículas desgastadas, agua, lodo y aceite.

FACTOR	TORSION DE FRENADO NOMINAL
0.30	135% de incremento
0.35	182% de incremento
0.40	238% de incremento
0.45	314% de incremento

Para ilustrar el efecto factor sobre la torsión de frenado se tiene:

El freno de un malacate requiere la capacidad de torsión, igual a la tensión en la línea rápida, multiplicada por el radio de trabajo del carrete.

Ejemplo: si la tensión en la línea rápida es de 30, 000 libras y el radio de trabajo sobre la segunda cama de carrete con un cable de 1 ¼" de diámetro es de 1.2 pies ¿Cual será la torsión requerida para mantener el freno?

$$QR = TLR \times rt$$

QR = capacidad de torsión requerida.

TLR = tensión en la línea rápida.

Rt = radio de trabajo.

$$QR = 30,000 \times 1.2 = 36,000$$

$$\text{Torsión de frenado} = 36,000 \text{ lb-pie}$$

Dimensiones del carrete principal de malacate.

Como la clasificación del malacate y el diámetro del cable están relacionados, el diámetro del carrete debe aumentar la capacidad del equipo.

El uso de un carrete pequeño y de menor capacidad de la que requiera el equipo causaría esfuerzos máximos en el cable, dañándolo y acortando su vida útil.

El diámetro mínimo del carrete para un malacate debe ser de 20 a 24 veces mayor que el diámetro del cable.

Con este valor, la resistencia al rompimiento del cable enrollado sobre el carrete, será del 92 al 85% de su resistencia total.

Longitudes mínimas de trabajo (doble o triple), de tal manera que se maneje sin que la línea enrollada en el carrete sea más de 3 camas.

Si existen más de tres camas del cable enrolladas en el carrete, ocurriría una abrasión sobre el cable y las laterales del carrete.

Embragues

Son dispositivos de fricción utilizados para conectar ejes (acelerando los cuerpos conducido hasta que alcancen la misma velocidad angular que el impulsor)

Los embragues se pueden clasificar en los tipos siguientes:

- Zapata externa sobre tambor.
- Zapata interna sobre tambor.
- Disco sobre disco.

Los factores de diseño que son considerados:

- Potencia que debe ser absorbida,
- Temperatura a disipar
- Velocidad

El embrague debe ser proyectado para que se deslice antes de que ocurra una sobre carga peligrosa.

Embrague de ficción utilizado en el carrete del malacate

Importante: una regla general para seleccionar un embrague, es ver que la capacidad del embrague de baja sea suficiente para levantar una carga igual a la resistencia normal de rompimiento.

Formula para obtener la capacidad de torsión de embrague.

Cap. Torsión mínima = (resistencia del cable x radio de trabajo del carrete)/2

El radio de trabajo del carrete del cable se obtiene midiendo desde el eje principal del cable, hasta el centro del cable de segunda cama.

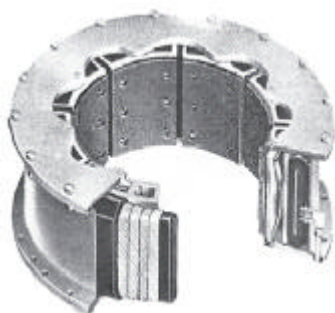
$$Lv = 2 \pi r / 12$$

El r de trabajo que se considera es sobre la segunda cama del carrete, ya que dependiendo del diámetro del cable que se utilice, se obtendrá diferentes torsiones y consecuentemente diversas capacidades de embrague.

Capacidad del embrague

Para verificar la capacidad del embrague se requiere conocer: La potencia que llega al embrague (se considera al 0.9039 de lo especificado). Velocidad de baja en RPM, velocidad de alta RPM. Torsión en el embrague de alta y baja (lb/pie).

$$\text{Torsión} = \text{HP} \times 5252 / \text{RPM} = \text{lb/pie}$$



Embrague tipo VC



Embrague tipo CB

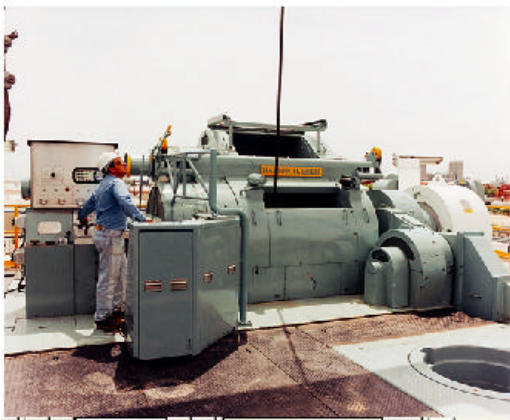
Diámetro del Cable En pulgadas	Diámetro del Carrete En pulgadas	Capacidad de torsión mínima En lb – pie	Reutilizada En pulgadas	Resistencia del Cable En libras
1	20	48,873	11.368	103,180
1 1/8	22.5	69,167	12.789	129,800
1 ¼	25	94,437	14.21	159,500
1 3/8	28	126,797	15.881	191,620

16.3 CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES PRINCIPALES DE LOS MALACATES

MALACATE

Es la unidad de potencia más importante de un equipo por lo tanto su selección requiere de un mayor cuidado al adquirir los equipos o, al utilizarlos en un programa específico.

Los malacates han tenido algunos cambios evolutivos, pero sus funciones son las mismas. Es un sistema de levantamiento en el que se puede aumentar o disminuir la capacidad de carga, a través de un cable enrollado sobre un carrete.



1320-M & 1320-UDBM hoisting capacities*
Rated for 2000 combined engine horsepower.

Drum Clutch		Low			High		
Transmission		Low	2nd	High	Low	2nd	High
Total load in 1000 lbs.	8 lines	776	640	410	255	155	100
	10 lines	920	780	500	310	190	120
	12 lines	1070	910	580	350	220	140

110-M & 110-UDBM hoisting capacities*
Rated for 1500 combined engine horsepower.

Drum Clutch		Low			High		
Transmission		Low	2nd	High	Low	2nd	High
Total load in 1000 lbs.	8 lines	550	450	320	220	125	85
	10 lines	670	545	390	270	150	105
	12 lines	780	640	455	315	175	125

Figura Malacate

El malacate está instalado en una estructura de acero rígida, esto permite que pueda transportarse con facilidad de una localización a otra ver figura.

Considerando que todos los componentes de un equipo son adecuados, la capacidad del equipo se limita a la carga que el malacate puede levantar y sostener con seguridad.

Con el propósito de obtener un diseño balanceado del equipo que beneficie en un menor costo y una vida útil mayor de este, se deberá analizar con cuidado los siguientes factores:

- Potencia de entrada
- Factores de diseño del cable
- Frenos de fricción del malacate
- Dimensiones del carrete
- Relación de velocidad
- Embrague de fricción
- Freno auxiliar (Hidropático)

POTENCIA DE ENTRADA

Cuando una fuerza actúa sobre un cuerpo y causa un desplazamiento se dice que la fuerza realiza un trabajo.

$$T = F \times d$$

Las unidades usadas para medir el trabajo mecánico cuando la fuerza de una libra actúa a través de una distancia de un pie será:

Lb – pie

La velocidad con que se realiza el trabajo representa la potencia.

$$POT = (F \times d) / t$$

Un caballo de fuerza (HP) es una unidad de potencia. Se dice que se desarrolla un (HP) cuando se efectúa un trabajo de 33,000 lb/pie en un minuto o sea 550,000 lb/pie en un segundo.

$$HP = (F \times d) / t \times 33,000$$

La potencia que se utiliza en el gancho de la polea se representa:

$$Pot \text{ al gancho} = Wg \times Vg / 33,000$$

Wg = Peso total levantado en el gancho (lb)

Vg = Velocidad de tubería en el gancho (pie/min.)

33,000 = Factor = 550 lb – pie/seg x 60 seg.

PERDIDA DE POTENCIA EN EL MALACATE

Se pierde por fricción en: transmisión + en cadenas de rodillo + en los rodamientos. Sistemas de poleas + rozamiento con el cable.

$$Pot \text{ a manejar} = Pot \text{ al gancho} / \text{eficiencia}$$

La eficiencia a manejar se puede establecer de $E = 75$ a 80%

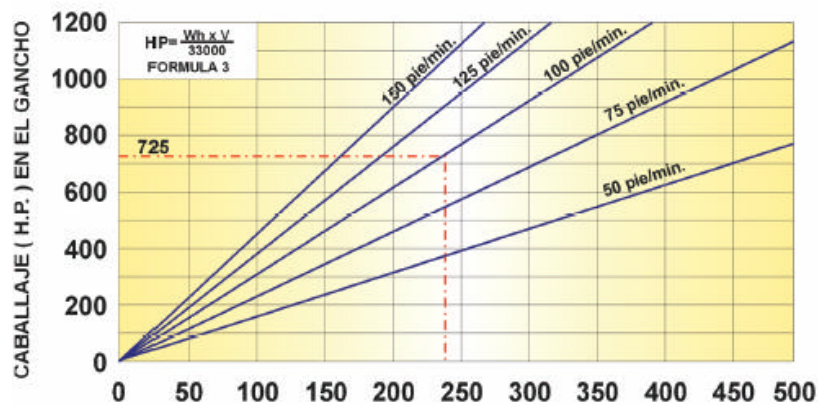
La potencia nominal de los malacates se establece para velocidades al gancho con 8 líneas en la polea viajera:

Vg 90 a 120 pies/min.

Originado por los cambios tecnológicos en la perforación, cada vez es menor el número de viajes requeridos para perforar un pozo. Por lo tanto, la importancia de la

velocidad económica del gancho ha disminuido: podemos aceptar operar con velocidades menores en periodos cortos.

En la grafica se observa como varia el caballaje requerido en función de la velocidad de extracción.

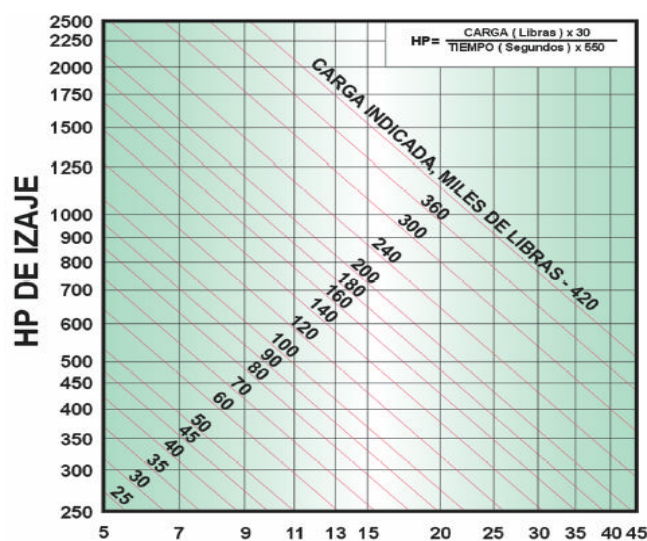


En la grafica 2 se observa que al aumentar el peso, aumenta el tiempo de izaje (disminuye la velocidad)

Ejemplo 1:

Calcular la potencia en HP de un malacate que levantara un peso de 200,000 lb a una altura de 90 pies en un tiempo de 1 min. , sin considerar perdidas.

$$\begin{aligned}
 HP &= F \times d / (t \times 33,000) \\
 HP &= (200,000 \times 90) / 33,000 \\
 &= (18,000,000 / 33,000) = 545.45
 \end{aligned}$$



Ejemplo 2 :

Calcular la capacidad de un malacate que levantara una carga (W_g) de 2000,000 lb a una velocidad de extracción (V_g) de 90 pies/min. Si su eficiencia de transmisión (E) es del 80%

$$\text{HP teórica} = W_g \times V_g / (33,000)$$

$$\text{HP teórica} = (200,000 \times 90) / 33,000 = 545.5$$

Como se tiene una eficiencia del 80% la potencia requerida será:

$$\text{HP requerida} = 546 / 0.80 = 682.5$$

La capacidad del malacate es de 683 HP

Nota: para una potencia determinada, la carga levantada es inversamente proporcional a la velocidad de levantamiento.

$$V_1 / V_2 = W_2 / W_1$$

Esto significa que:

A velocidad menor – mayor carga

A velocidad mayor – menor carga



NATIONAL OILWELL

MECHANICAL DRAWWORKS					ELECTRICAL DRAWWORKS		
	Chain Drive Drawworks				Chain Drive Drawworks		
Model	300 PSD	400 PSD	700 PSD	1000 PSD	D750E/UE	D1000E/UE	D1500E/UE
Horsepower	300	400	700	1000	750	1000	1500
Depth Rating	3,500 ft.	6,000 ft.	9,000 ft.	8,000 to 12,000 ft.	6,000 to 10,000 ft.	8,000 to 12,000 ft.	11,000 to 16,000 ft.
Max. Drill Line Drum Size							
Main Brakes	42" dia X 8 3/4" Band	42" dia X 8 3/4" Band	42" dia X 8 3/4" Band	46" dia X 10" Band	42" dia X 8 3/4" Band or 49 1/2" Disc	46" dia X 10" Band or 60" Disc	50" dia X 10 3/4" Band or 60 1/2" Disc
Hoisting Speeds	5	5	5	5	3	3	4
Rotary Speeds	5 + Reverse	5 + Reverse	5 + Reverse	5 + Reverse	2	2	2
Sand Reel Size							On request
Sand Reel Brakes							On request
Catheads	Foster 27	Foster 27	Foster 24 & 37	On request	On request	On request	On request
Auxiliary Brake	V-122 or 120	V-122 or 120	V-80 or 235	V-80 Double	Baylor 790-150 or V-80	Baylor 1090-130 or S.S.R. 28	Baylor 5250-HS/ Baylor 3550-HS
Hoisting Capacity	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines
Low	162,000 / 6	211,000 / 8	236,000 / 8	420,000 / 8 500,000 / 10	204,000 / 6 282,000 / 8	418,000 / 8 500,000 / 10	540,000 / 8 650,000 / 10 750,000 / 12
	129,000 / 6	188,000 / 8	420,000 / 8 500,000 / 10	480,000 / 8 500,000 / 10	130,000 / 6 176,000 / 8	227,000 / 8 273,000 / 10	380,000 / 8 390,000 / 10 450,000 / 12
Second							
Third	81,000 / 6	108,000 / 8	144,000 / 8	266,000 / 8 320,000 / 10	86,000 / 6 140,000 / 8	136,000 / 8 160,000 / 10	190,000 / 8 227,000 / 10 390,000 / 12
	55,000 / 6	72,000 / 8	94,000 / 8	81,000 / 8 218,000 / 10			113,000 / 8 136,000 / 10 158,000 / 12
Fourth							
Fifth	40,000 / 6	52,000 / 8	72,000 / 8	131,000 / 8 158,000 / 10			

Drawworks

ELECTRICAL DRAWWORKS									
Chain Drive Drawworks				Chain Drive Drawworks					
D2000E/UE	D3000E/UE	D4000E/UE		D750AC	D1000AC	D1500AC	D2000AC	D3000AC	D4000AC
2000	3000	4000		750	1000	1500	2000	3000	4000
13,000 to 20,000 ft. 16,000 to 25,000 ft. 20,000 to 40,000 ft.				6,000 to 10,000 ft. 8,000 to 12,000 ft. 11,000 to 16,000 ft. 13,000 to 20,000 ft. 16,000 to 25,000 ft. 20,000 to 40,000 ft.					
50" dia X 10 3/4" Band or 62 1/2" Disc				42" dia X 8 3/4" Band or 49 1/2" Disc					
50" dia X 10 3/4" Band or 72" Disc				42" dia X 8 3/4" Band or 60" Disc					
64" dia X 12" Band or Disc				42" dia X 8 3/4" Band or 62 1/2" Disc					
42" dia X 8 3/4" Band or 49 1/2" Disc				42" dia X 8 3/4" Band or 62 1/2" Disc					
42" dia X 8 3/4" Band or 72" Disc				42" dia X 8 3/4" Band or 72" Disc					
42" dia X 8 3/4" Band or Disc									
4	4	4		2	2	2	2	2	2
2	2	2		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
On request	On request	On request		On request	On request	On request	On request	On request	On request
On request	On request	On request		On request	On request	On request	On request	On request	On request
On request	On request	On request		On request	On request	On request	On request	On request	On request
Baylor 5250-HS	Baylor 5250-HS	Baylor 15050		Not required	Not required	Not required	Not required	Not required	Not required
lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines		lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines
761,000 / 8	1,305,000 / 10	2,100,000 / 14		240,000 / 6	418,000 / 8	531,000 / 8	674,000 / 8	1,076,000 / 10	2,100,000 / 14
917,000 / 10	1,510,000 / 12	2,318,000 / 16		282,000 / 8	500,000 / 10	639,000 / 10	812,000 / 10	1,245,000 / 12	2,318,000 / 16
1,061,000 / 12	1,701,000 / 14	2,523,000 / 18				740,000 / 12	939,000 / 12	1,402,000 / 14	2,523,000 / 18
445,000 / 8	736,000 / 10	1,062,000 / 14		95,000 / 6	160,000 / 8	150,000 / 8	226,000 / 8	221,000 / 10	374,000 / 14
536,000 / 10	883,000 / 12	1,173,000 / 16		131,000 / 8	190,000 / 10	181,000 / 10	272,000 / 10	256,000 / 12	413,000 / 16
620,000 / 12	994,000 / 12	1,227,000 / 18				209,000 / 12	315,000 / 12	288,000 / 14	450,000 / 18
251,000 / 8	430,000 / 10	548,000 / 14							
302,000 / 10	498,000 / 12	605,000 / 16							
349,000 / 12	560,000 / 14	659,000 / 18							
147,000 / 8	251,000 / 10	277,000 / 14							
176,000 / 10	291,000 / 12	306,000 / 16							
204,000 / 12	328,000 / 14	333,000 / 18							

Custom Designed Masts & Derricks

Other Masts & Derricks Are Available On Request Including:

Ideco Full View Mast	Heights from 136' to 150' Capacities from 150 tons to 500 tons
Bootstrap Telescoping Masts	Heights from 100' to 170' Capacities from 150 tons to 650 tons
Lift & Telescope Masts	Heights from 100' to 170' Capacities from 150 tons to 700 tons
Coiled Tubing Rig Masts	Heights from 75' to 120' Capacities from 75 tons to 300 tons

Standard

147 (44.8)	30x30 (9.14x9.14)	300 to 522 (272 to 474)
------------	-------------------	----------------------------

Dynamic

140 (42.7)	30x30 (9.1x9.1) 36x36 (11.0x11.0)	500 (454) 500 (454)
142 (43.3)	36x36 (11.0x11.0) 36x36 (11.0x11.0)	430 (390) 500 (454)
147 (44.8)	30x30 (9.1x9.1) 40x40 (12.2x12.2) 44'4"x36 (13.5x11.0)	500 (454) 500 (454) 500 (454)
150 (45.7)	40x40 (12.2x12.2)	500 (454)
160 (48.8)	36x36 (11.0x11.0) 36x36 (11.0x11.0) 40x36 (12.2x11.0) 40x40 (12.2x12.2) 40x40 (12.2x12.2) 44'4"x36 (13.5x11.0)	412 (374) 500 (454) 500 (454) 500 (454) 700 (635) 500 (454)
170 (51.8)	40x40 (12.2x12.2) 54x46 (16.5x14.0)	500 (454) 500 (454)

Conventional Substructures & Drilling Masts

Model HFM or BBM	136-550	138-750	142-750	142-1000	142-1500	150-1500	156-2000
Mast Height—ft(m)	136(41.5)	138(42)	142(43.3)	142(43.3)	142(43.3)	150(45.7)	156(47.5)
Hook Capacity—t(mt)	275(249)	275(249)	375(340)	500(454)	750(680)	750(680)	1,000(907)
Number of Lines	10	10	12	12	14	14	16
Base Length x Width—ft(m)	24x8(7.3x2.4)	24x8(7.3x2.4)	26x8(7.9x2.4)	26x8(7.9x2.4)	30x9(9.1x2.7)	30x9(9.1x2.7)	30x10(9.1x3.0)
Wind Rating w/Pipe—mph(kph)	85(137)	85(137)	85(137)	85(137)	85(137)	85(137)	85(137)
Pipe Racking Capacity—ft(m)	16,000(4,877)	16,000(4,877)	18,000(5,486)	23,400(7,132)	29,700(9,050)	29,700(9,050)	35,000(10,600)
Floor Height—ft(m)	22(6.6)	22(6.6)	26(7.8)	30(9.0)	30(9.0)	32(9.6)	32(9.6)
Casing Capacity—t(mt)	275(249)	275(249)	375(340)	500(454)	750(680)	750(680)	1,000(907)
Pipe Set-back Capacity—t(mt)	165(150)	165(150)	225(204)	300(272)	400(363)	400(363)	500(454)
Ideco Drawworks	E or H900, 1200	E or H900, 1200	E or H1200, 1700	E or H1700, 2100	E or H2100, 3000	E or H2100, 3000	E or H3000
Cardwell Drawworks	C-800E, 800	C-800E, 800	C-1100E, 1100	C-1500E, 1500 C-2100E	C-1500E, 1500 C-2100E, 3000E	C-1500E, 1500 C-2100E, 3000E	C-3000E
Standard Crown Sheaves—ln(mm)	42(1,067)	50(1,270)	50(1,270)	60(1,524)	60(1,524)	72(1,829)	72(1,829)
Number of Sheaves	6	7	7	8	8	9	9